

УДК 620.9+621.311(075.8)
ББК 31+31.2я73
О 753

Рецензенты: академик РАН Ф.Г. Рутберг,
академик РАН Н.Н. Тиходеев,
академик РАН А.И. Леонтьев,
чл.-корр. РАН А.В. Клименко,
д-р эконом. наук Н.Н. Швец

Авторы: И.М. Бортник, А.П. Бурман, П.А. Бутырин, В.И. Виссарионов,
А.А. Глазунов, Э.Н. Зуев, И.И. Карташев, В.В. Кривенков,
В.А. Кузнецов, Ю.К. Розанов, Ю.П. Рыжов,
С.В. Серебрянников, В.А. Старшинов, В.А. Строев,
Ю.Г. Шакарян

Основы современной энергетики : учебник для вузов : в 2 т. /
О 753 под общей редакцией чл.-корр. РАН Е.В. Аметистова. — 6-е изд.,
перераб. и доп. — М. : Издательский дом МЭИ, 2016.

ISBN 978-5-383-01042-6

Том 2. Современная электроэнергетика / под ред.
профессоров А.П. Бурмана и В.А. Строева. — 678 с.: ил.

ISBN 978-5-383-01044-0 (т. 2)

Изложены основные закономерности явлений и процессов, на которых базируется современная электроэнергетика; на основе этих представлений объясняются устройство, принципы функционирования, режимы работы и т.п. электрогенерирующего оборудования; освещаются все вопросы, связанные с производством, передачей и распределением электрической энергии.

Учебник предназначен для студентов энергетических вузов, осваивающих производственный менеджмент в энергетике по направлениям подготовки «Электроэнергетика», «Теплоэнергетика», а также «Энергомашиностроение». Книга будет полезна для слушателей системы дополнительного профессионального образования, для желающих повысить квалификацию энергетиков-производственников, менеджеров энергетических компаний. Предыдущее издание учебника, существенно переработанное и дополненное новыми главами, вышло в свет в 2010 году в Издательском доме МЭИ.

УДК 620.9+621.311(075.8)
ББК 31+31.2я73

ISBN 978-5-383-01044-0 (т. 2)
ISBN 978-5-383-01042-6

© Авторы, 2016
© АО «Издательский дом МЭИ», 2016

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие авторов	11
Предисловие к пятому изданию	14
Глава первая. Теоретические основы электротехники	15
1.1. Предмет, основные разделы и понятия теоретических основ электротехники ..	15
1.2. Электрические цепи: элементы, схемы, законы, классификация	21
1.3. Электромагнитные процессы и режимы электрических цепей. Режим синусоидальных токов	30
1.4. Мощности в цепях синусоидального тока	34
1.5. Трехфазные цепи: фазные и линейные токи, напряжения, мощности	36
1.6. Электрические цепи несинусоидальных токов	40
1.7. Высшие гармоники в трехфазных цепях	45
1.8. Мощности в цепях несинусоидальных токов	47
Контрольные вопросы	48
Литература для самостоятельного изучения	49
Глава вторая. Краткая история электроэнергетики. Электроэнергетические системы	50
2.1. Введение	50
2.2. Развитие электроэнергетики России	51
2.3. Электроэнергетические системы	56
2.4. Электрические сети	61
Контрольные вопросы	65
Литература для самостоятельного изучения	65
Глава третья. Режимы работы ЭЭС и управление ими	66
3.1. Классификация режимов ЭЭС	66
3.2. Переходные режимы и процессы	68
3.3. Нормативные показатели устойчивости и их обеспечение	69
3.4. Средства управления режимами и их функции	71
3.5. Регулирование напряжения в электрических сетях	72
3.6. Регулирование частоты и мощности в энергосистемах	79
3.7. Основные принципы диспетчерского управления	86
3.8. Иерархическая система диспетчерского управления ЕЭС России	87
3.9. Временные уровни управления режимами ЭЭС	88
3.10. Автоматизированная система диспетчерского управления	89
3.11. Структура системы противоаварийной автоматики	92
Контрольные вопросы	96
Литература для самостоятельного изучения	96
Глава четвертая. Электрические схемы электростанций и подстанций	97
4.1. Общие сведения	97

4.2. Основные требования, предъявляемые к схемам распределительных устройств электроустановок.	99
4.3. Классификация схем распределительных устройств	101
4.4. Схемы, применяемые на генераторном напряжении	104
4.5. Схемы, применяемые на высшем и среднем напряжениях	106
4.6. Типовая сетка схем распределительных устройств	108
4.7. Структурные схемы электрических станций и подстанций	113
4.8. Электроснабжение собственных нужд электростанций и подстанций.	118
Контрольные вопросы	129
Литература для самостоятельного изучения.	130
Глава пятая. Системы электроснабжения.	131
5.1. Общая характеристика систем электроснабжения	131
5.2. Основные группы потребителей электроэнергии.	133
5.3. Основные задачи и условия формирования систем электроснабжения	138
5.4. Номинальные напряжения электроустановок.	140
5.5. Основные типы схем внешних распределительных электрических сетей	141
5.6. Режим нейтрали электрических сетей.	146
5.7. Конструкции линий, подстанций СЭС и их основного электрооборудования.	148
5.8. Основные вопросы проектирования и расчетов СЭС	155
Контрольные вопросы	158
Литература для самостоятельного изучения.	158
Глава шестая. Качество электроэнергии в системах электроснабжения.	160
6.1. Качество электрической энергии	160
6.2. Показатели качества электроэнергии.	163
6.3. Влияние качества электроэнергии на функционирование технических средств.	179
6.4. Технические средства контроля качества электроэнергии	181
6.5. Обеспечение качества электроэнергии	181
Контрольные вопросы	182
Литература для самостоятельного изучения.	183
Глава седьмая. Электрические машины электростанций.	184
7.1. Конструкции синхронных генераторов	184
7.2. Принцип действия синхронных генераторов	192
7.3. Типы турбо- и гидрогенераторов по мощностям и способам охлаждения.	194
7.3.1. Турбогенераторы	194
7.3.2. Гидрогенераторы	197
7.4. Системы возбуждения генераторов	198
7.5. Совершенствование изоляции обмоток синхронных генераторов	200
7.6. Характеристики генераторов, работающих на автономную сеть	201
7.7. Включение генераторов на параллельную работу с сетью постоянного напряжения и постоянной частоты	203
7.8. Угловая характеристика. Статическая устойчивость работы генераторов при работе параллельно с сетью бесконечной мощности. V-образные характеристики генераторов.	205
7.9. Синхронные двигатели	206
7.10. Синхронные компенсаторы.	207
7.11. Асинхронизированные машины	208
7.12. Асинхронные двигатели	213

Контрольные вопросы	215
Литература для самостоятельного изучения.	216
Глава восьмая. Трансформаторное оборудование	217
8.1. Общие вопросы	217
8.2. Принцип работы и устройство трансформатора.	218
8.3. Автотрансформаторы	225
8.4. Конструкция трансформатора	226
8.5. Изоляция в трансформаторах	229
8.6. Потери и коэффициент полезного действия трансформатора	233
8.7. Обозначение типов трансформаторов	233
8.8. Измерительные трансформаторы	235
8.9. Современное состояние, тенденции развития трансформаторостроения	237
8.10. Реакторы	239
Контрольные вопросы	244
Литература для самостоятельного изучения.	245
Глава девятая. Коммутационные и защитные аппараты высокого напряжения.	
Силовые конденсаторы	246
9.1. Назначение и классификация аппаратов	246
9.2. Условия работы аппаратов высокого напряжения и общие требования, предъявляемые к ним	248
9.3. Выключатели высокого напряжения	250
9.3.1. Воздушные выключатели	253
9.3.2. Элегазовые выключатели	259
9.3.3. Масляные выключатели	263
9.3.4. Электромагнитные выключатели	268
9.3.5. Вакуумные выключатели	270
9.4. Разъединители, отделители, короткозамыкатели	275
9.5. Комплектные распределительные устройства.	278
9.5.1. Комплектные РУ	279
9.5.2. Герметизированные комплектные РУ на основе элегаза (КРУЭ).	281
9.6. Защитные и токоограничивающие аппараты	288
9.7. Силовые конденсаторы	294
9.7.1. Основные характеристики силовых конденсаторов	294
9.7.2. Конструкции и области применения силовых конденсаторов	296
9.8. Перспективы развития коммутационных аппаратов в мире.	299
Контрольные вопросы	300
Литература для самостоятельного изучения.	301
Глава десятая. Технические средства передачи электроэнергии	302
10.1. Основные понятия и определения	302
10.2. Общая характеристика воздушной линии и условия ее работы	305
10.3. Провода и грозозащитные тросы ВЛ	309
10.4. Классификация опор ВЛ	314
10.5. Изоляторы и линейная арматура	320
10.6. Геометрические характеристики ВЛ	327
10.7. Общая характеристика кабельных линий	331
10.8. Кабельные линии низкого и среднего напряжений	334
10.9. Кабельные линии высокого напряжения	344
10.10. Основные сведения о сооружении кабельных линий	354

10.11. Электрические характеристики линий электропередачи переменного тока . . .	360
10.11.1. Одноцепная транспонированная воздушная линия с нерасщепленной фазой.	361
10.11.2. Одноцепная транспонированная воздушная линия с расщепленной фазой.	367
10.11.3. Двухцепная транспонированная воздушная линия	371
10.11.4. Кабельные линии.	373
Контрольные вопросы	376
Литература для самостоятельного изучения.	377
Глава одиннадцатая. Электропередачи и вставки постоянного тока.	
Управляемые (гибкие) линии переменного тока.	379
11.1. Возможные области применения электропередач и вставок постоянного тока	379
11.2. Использование объектов постоянного тока в мировой электроэнергетике	384
11.3. Схемы электропередач и вставок постоянного тока.	390
11.4. Энергетические характеристики преобразователей	407
11.5. Воздушные и кабельные линии постоянного тока. Основное оборудование преобразовательных подстанций	411
11.6. Техничко-экономические показатели электропередач постоянного тока.	418
11.7. Управляемые (гибкие) линии переменного тока.	420
Контрольные вопросы	433
Литература для самостоятельного изучения.	433
Глава двенадцатая. Силовая электроника	435
12.1. Введение.	435
12.2. Силовые электронные ключи	436
12.3. Преобразователи электроэнергии	449
12.4. Применение силовой электроники в электроэнергетике	460
Контрольные вопросы	480
Литература для самостоятельного изучения.	480
Глава тринадцатая. Релейная защита	482
13.1. Назначение релейной защиты. Требования, предъявляемые к релейной защите	482
13.2. Структурная схема РЗ, подключение РЗ к защищаемому объекту	483
13.3. Токовые защиты.	485
13.4. Дистанционная защита	490
13.5. Продольная дифференциальная токовая защита.	494
13.6. Поперечная дифференциальная токовая защита.	495
13.7. Направленная защита с высокочастотной блокировкой.	496
13.8. Дифференциально-фазная защита	498
13.9. Комплексы релейной защиты	499
Контрольные вопросы	500
Литература для самостоятельного изучения.	501
Глава четырнадцатая. Электротехнические материалы	502
14.1. Общие положения	502
14.2. Проводниковые материалы	508
14.3. Электроизоляционные материалы	511
14.4. Магнитные материалы	535

Контрольные вопросы	538
Литература для самостоятельного изучения.	539
Глава пятнадцатая. Техника высоких напряжений (ТВН)	540
15.1. Предмет техники высоких напряжений (ТВН)	540
15.2. Механизм нарушения электрической изоляции	543
15.3. Характеристики отдельных видов изоляции	545
15.3.1. Воздушная изоляция	545
15.3.2. Назначение и типы изоляторов	547
15.3.3. Внутренняя изоляция.	552
15.4. Электрические воздействия на электрическую изоляцию	557
15.4.1. Грозовые перенапряжения и их ограничение.	558
15.4.2. Коммутационные перенапряжения и их ограничение.	560
15.5. Испытания изоляции электрооборудования	561
15.5.1. Испытания изоляции в процессе изготовления	561
15.5.2. Профилактические испытания изоляции в эксплуатации.	563
15.5.3. Испытательное оборудование	564
15.6. Перспективные направления развития техники высоких напряжений	567
15.6.1. Особенности проектирования изоляции оборудования постоянного тока	567
15.6.2. Особенности проектирования изоляции оборудования ультравысокого напряжения	569
Контрольные вопросы	571
Литература для самостоятельного изучения.	571
Глава шестнадцатая. Сверхпроводимость	572
16.1. Общие сведения	572
16.2. Основные виды сверхпроводникового (СП) оборудования	575
Введение.	575
16.2.1. Кабельные линии электропередачи.	575
16.2.2. Трансформаторы.	578
16.2.3. Ограничители токов КЗ	579
16.2.4. Индуктивные и кинетические накопители энергии.	582
16.2.5. Электрические машины.	584
16.3. Ситуация с освоением СП-техники в электроэнергетике России	586
Контрольные вопросы	587
Литература для самостоятельного изучения.	588
Глава семнадцатая. Гидроэнергетика и другие возобновляемые источники энергии	589
17.1. Гидроэнергетические ресурсы	589
17.2. Типы гидроэнергетических установок.	593
17.3. Основные схемы использования водной энергии	596
17.4. Регулирование стока реки водохранилищем	598
17.5. Гидроэлектростанции и их энергетическое оборудование.	602
17.6. Мощность ГЭС и выработка энергии.	604
17.7. Гидротехнические сооружения ГЭС	606
17.8. Гидроаккумулирующие электростанции	606
17.9. Солнечная энергетика	608
17.10. Ветроэнергетика	616

17.11. Геотермальная энергетика	622
Контрольные вопросы	626
Литература для самостоятельного изучения.	626
Глава восемнадцатая. Накопители электрической энергии	628
18.1. Основные виды накопителей электрической энергии	628
18.2. Аккумуляторные батареи	631
18.2.1. Основные виды аккумуляторных батарей	631
18.2.2. Применение аккумуляторных батарей	635
18.3. Суперконденсаторы	638
18.3.1. Принцип действия	638
18.3.2. Примеры применения суперконденсаторов	639
18.4. Сверхпроводящий индуктивный накопитель (СПИН)	640
18.4.1. Принцип действия	640
18.4.2. Применение СПИН	643
18.5. Маховики	644
18.5.1. Принцип действия	644
18.5.2. Применение маховиковых накопителей	647
18.6. Гидро- и воздушно-аккумулирующие накопители	648
Контрольные вопросы	649
Литература для самостоятельного изучения	649
Приложение 1	650
Приложение 2.	654
Словарь основных терминов	656

ПРЕДИСЛОВИЕ АВТОРОВ

Читателю предлагается т. 2 двухтомного учебника по основам современной энергетики, посвященный закономерностям явлений и процессов, на которых базируется современная электротехника и электроэнергетика, а также состоянию и перспективам развития электроэнергетики России; учебник адресован в первую очередь студентам вузов — будущим менеджерам энергетических компаний.

В книгу включены новые материалы о различных накопителях, необходимых в первую очередь для успешной реализации FACTS, а также вопросы об асинхронизированных генераторах и управляемых шунтирующих реакторах.

Кроме того, добавлены новые сведения о высоковольтной аппаратуре, в том числе о новых разработках ограничителей токов короткого замыкания, и о достижениях по внедрению в электроэнергетику оборудования, работающего на основе сверхпроводимости.

Авторство гл. 1 принадлежит заведующему кафедрой теоретических основ электротехники МЭИ, чл.-корр. РАН, профессору П.А. Бутырину. Она посвящена теоретическим основам электротехники — научной базе, без которой невозможно понимание как принципов действия отдельных элементов электроэнергетических систем (ЭЭС), так и функционирования ЭЭС в целом. Здесь рассмотрены основные положения теории электромагнитного поля и теории электрических цепей, а также трехфазные цепи переменного тока.

В гл. 2 и 3, написанных профессором В.А. Строевым, изложена краткая история развития электроэнергетики, рассмотрены основные факторы, определяющие целесообразность объединения электростанций на параллельную работу, т.е. создания энергосистем, а также соединения энергосистем между собой. Приводятся основные характеристики электрических сетей, дается их систематизация по классификационным признакам. Приводится также классификация возможных режимов работы ЭЭС, формулируются задачи управления ЭЭС в различных режимах, рассматриваются средства управления этими режимами. Подробно анализируются задачи и функции диспетчерского управления ЭЭС (с помощью оперативного персонала), а также общая структура системы противоаварийной автоматики, состоящей из предупредительной, локализирующей и восстановительной подсистем. Изложены вопросы регулирования напряжения и частоты.

В гл. 4, представленной профессором В.А. Старшиновым, приведены схемы распределительных устройств (РУ) электростанций и мощных подстанций, даны наиболее характерные примеры таких систем. Подробно изложены требования, предъявляемые к схемам РУ, их классификация

и типовая сетка. Рассмотрены схемы питания собственных нужд электростанций и подстанций.

В гл. 5 профессором А.А. Глазуновым подробно изложены главные условия и задачи формирования, построения и функционирования систем электроснабжения (СЭС), описаны основные группы потребителей электроэнергии (промышленность, транспорт, коммунально-бытовой сектор, сельское хозяйство). Рассмотрены схемы и параметры сетей СЭС, конструкции их основных элементов, а также подходы к проектированию и расчетам СЭС.

Глава 6 написана канд. техн. наук, ст. науч. сотр. И.И. Карташевым; в ней подробно изложены вопросы качества электроэнергии в системах электроснабжения потребителей.

Следующие семь глав посвящены основному электротехническому оборудованию электрических станций и подстанций и основным элементам электрических сетей и линий электропередачи.

Две из них (гл. 7 и 8) принадлежат перу профессора В.А. Кузнецова. В них рассматриваются принципы действия и основы конструктивного исполнения электрических машин и трансформаторного оборудования электростанций, их электрическая изоляция и системы охлаждения.

В гл. 9, написанной профессором А.П. Бурманом, изложены основные сведения по коммутационной и защитной аппаратуре высокого напряжения. Приводится классификация аппаратов различного назначения, рассматриваются условия их работы и формулируются общие требования к их функционированию. Подробно описаны выключатели всех известных типов, разъединители, отделители, короткозамыкатели, разрядники и ограничители перенапряжений, токоограничивающие реакторы и комплектные распределительные устройства. Даны сведения о силовых конденсаторах.

Глава 10, автором которой является профессор Э.Н. Зуев, посвящена воздушным и кабельным линиям электропередачи (ЛЭП). Рассмотрены общие характеристики этих линий и условия их работы, подробно описаны основные компоненты ЛЭП: провода и грозозащитные тросы, опоры, изоляторы и линейная арматура, а также современные конструкции кабелей и их изоляция.

Глава 11 представлена профессором Ю.П. Рыжовым и посвящена электропередачам и вставкам постоянного тока, а также современным управляемым (так называемым «гибким») электропередачам переменного тока. Изложены функциональные особенности передач и вставок постоянного тока, освещен мировой опыт их использования и перспективы применения в России, рассмотрены схемы и основное оборудование этих передач и вставок, а также принципы и законы регулирования их режимов. Уделено значительное внимание проблеме повышения пропускной способности традиционных электропередач переменного тока путем оснащения их статическими управляемыми устройствами, что оказывает благоприятное влияние на режимы работы энергосистемы в целом, улучшает устойчивость ее работы.

В гл. 12 профессором Ю.К. Розановым даны основные сведения по силовой электронике, описаны силовые электронные ключи, их статические и динамические режимы. Приведены схемы преобразования элек-

трической энергии с помощью выпрямителей, инверторов, преобразователей частоты, преобразователей постоянного тока. Описаны основные области применения силовой электроники в электроэнергетике.

Глава 13 принадлежит доценту В.В. Кривенкову и посвящена релейной защите ЭЭС, обеспечивающей ликвидацию аварийных ситуаций посредством отключения поврежденных элементов ЛЭП, генераторов, трансформаторов. Рассмотрены принципы действия и схемы построения защит, применяемых в современных энергосистемах.

В гл. 14 профессором С.В. Серебрянниковым описаны различные виды электротехнических материалов и указаны основные области и особенности их применения в электроэнергетике.

Глава 15 написана член-корр. РАН, профессором И.М. Бортником и посвящена вопросам техники высоких напряжений в линиях как переменного, так и постоянного тока.

В гл. 16, представленной профессором Ю.Г. Шакаряном, изложены современные взгляды на возможности разработки и применения в электроэнергетике оборудования, создаваемого на основе явления сверхпроводимости, даны прогнозы его промышленного использования, а в заключительной гл. 18 показаны роль и основные виды накопителей электрической энергии.

В гл. 17, написанной профессором В.И. Виссарионовым рассмотрены основные виды нетрадиционных и возобновляемых источников энергии в электроэнергетике. Приведены данные по их энергетическому потенциалу, схемам наиболее рационального использования и видам энергетического оборудования.

В книге также использованы материалы профессора И.Б. Пешкова, доцентов С.В. Шульженко, А.А. Гремякова и канд. техн. наук, ст. науч. сотр. С.Ю. Сыромятникова, за которые авторы искренне благодарят их.

Как и в т. 1, кроме содержания, помещенного в начале каждой главы, книга снабжена словарем основных терминов, позволяющим получить краткие пояснения тех или иных терминов и быстро найти на них ссылки на соответствующие страницы учебника; термины в указателе и тексте выделены курсивом.

Научное редактирование второго тома учебника выполнено А.П. Бурманом и В.А. Строевым.

Все замечания, касающиеся методики изложения и содержания учебника, а также возможных фактических неточностей, будут приняты с благодарностью.

ПРЕДИСЛОВИЕ К ПЯТОМУ ИЗДАНИЮ

Со времени выхода четвертого издания учебника «Основы современной энергетики» прошло уже семь лет. За это время в бурно развивающейся энергетике произошли серьезные изменения. В теплоэнергетике появились новые разработки парогазовых установок (ПГУ). Качество и количество ПГУ, успешно работающих во всех энергосистемах мира, значительно возросло. В электроэнергетике тоже произошли большие изменения в освоении технологии гибких управляемых линий электропередач (FACTS) и в разработке оборудования необходимого для успешного их развития.

Для того чтобы надежно соединить в единое целое производство и распределение электроэнергии, потребовалось создание различных накопителей электроэнергии. Это в первую очередь вызвано необходимостью успешного управления режимами нагрузки и управления потоками мощности в самом широком смысле этого слова. Поэтому в пятом издании внесены некоторые изменения и дополнения в уже существующие главы, с целью более полного раскрытия изложенного в них материала. Во втором томе — «Современная электроэнергетика» — веден совсем новый раздел, дающий сведения об основных видах накопителей электрической энергии.

В то же время авторы учебника считают, что сама структура книги и изложенные в ней материалы, являющиеся основой современной энергетики и раскрывающие ее сущность, должны оставаться на сегодня ее стержневой основой. Правильность изложения представленных в ней основополагающих сведений по различным направлениям энергетики была подтверждена многолетним успехом книги, начиная от ее первого издания, как у студентов вузов, так и у многочисленных читателей, связанных с энергетикой в целом, работающих в различных ее областях. Сведение в общий учебник материалов как по теплоэнергетике, так и электроэнергетике оказалось очень полезным и позволяет охватить целиком состояние и развитие современной энергетической отрасли.

Издательский дом МЭИ благодарит рецензентов, взявших на себя труд ознакомиться с новым изданием и дать свои замечания, а также с удовольствием примет замечания и предложения от читателей книги.

Издательский дом МЭИ

Глава первая

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ЭЛЕКТРОТЕХНИКИ

Содержание

- 1.1. Предмет, основные разделы и понятия теоретических основ электротехники
- 1.2. Электрические цепи: элементы, схемы, законы, классификация
- 1.3. Электромагнитные процессы и режимы электрических цепей
Режим синусоидальных токов
- 1.4. Мощности в цепях синусоидального тока
- 1.5. Трехфазные цепи: фазные и линейные токи, напряжения, мощности
- 1.6. Электрические цепи несинусоидальных токов
- 1.7. Высшие гармоники в трехфазных цепях
- 1.8. Мощности в цепях несинусоидальных токов
- Контрольные вопросы
- Литература для самостоятельного изучения

1.1. Предмет, основные разделы и понятия теоретических основ электротехники

Предметом изучения в дисциплине «Теоретические основы электротехники» (ТОЭ) являются электромагнитные явления и процессы в устройствах и системах электроэнергетики, электротехники и электрофизики. Помимо самостоятельной ценности эта дисциплина призвана обеспечить фундаментальные знания, язык и методологию, необходимые для специальных дисциплин в инженерном образовании электроэнергетиков, электротехников и электрофизиков. Основными разделами ТОЭ являются: «Теория электромагнитного поля» и «Теория электрических цепей», и соответственно важнейшими понятиями являются понятия электромагнитного поля и электрической цепи.

Электромагнитное поле — это особый вид материи (вещества), отличающийся непрерывным распределением в пространстве, обнаруживающий дискретность структуры (кванты излученного электромагнитного поля) и характеризующийся способностью оказывать на заряженные частицы силовое воздействие, зависящее от их скорости. Заметим, что всякая электрически заряженная частица, в том числе элементарная отрицательно заряженная частица — электрон или элементарная положительно заряженная частица — протон, окружена электромагнитным полем, составляющим с ней одно целое. Однако электромагнитное поле может существовать и в свободном состоянии, отдаленном от заряженных частиц, в виде движущихся со скоростью, близкой к $3 \cdot 10^8$ м/с,

фотонов или электромагнитных волн. Электромагнитное поле является носителем определенного количества энергии, которая способна преобразовываться в другие виды энергии — механическую, тепловую и т.п. Являясь носителем энергии, поле обладает и определенной массой. Следует заметить, что плотность этой массы в обычных электромагнитных полях весьма невелика. Поэтому на практике этой характеристикой поля обычно не интересуются, сосредоточивая внимание на силовой стороне рассматриваемых явлений. При изучении электромагнитных явлений принято выделять две стороны — электрическую и магнитную, между которыми существует тесная связь. В соответствии с этим выделяются и две стороны электромагнитного поля — *электрическое поле* и *магнитное поле*.

Электрическое поле — это одна из двух сторон электромагнитного поля, обусловленная электрическими зарядами и изменением магнитного поля, оказывающая силовое воздействие на неподвижные заряженные тела и частицы. Для выявления этого поля необходимо рассмотреть неподвижное заряженное тело, поскольку на движущееся тело действует не только электрическое, но и магнитное поле. Здесь под зарядом тела понимается совокупный заряд его электрически заряженных частиц. При избытке элементарных заряженных частиц одного знака заряду тела приписывается именно этот знак — отрицательный (при избытке электронов) или положительный (при избытке протонов). Исследуем поле некоторого основного тела с зарядом q . Для этого в различные точки окрестности этого тела будем помещать пробное точечное тело (т.е. тело со столь малыми размерами, что в его пределах исследуемое поле можно считать однородным) с положительным зарядом q_0 . В каждой такой точке на пробное тело будет действовать механическая сила*, позволяющая определить основную физическую векторную величину, характеризующую электрическое поле, называемую *напряженностью* (рис. 1.1) и равную отношению силы, действующей на точечный электрический заряд в данной точке пространства, к значению этого заряда.

Таким образом, $\vec{E} = \vec{f}_1/q_0$. Рассмотренный случай электрического поля, обусловленного исключительно неподвижными зарядами, называют также *электростатическим полем*.

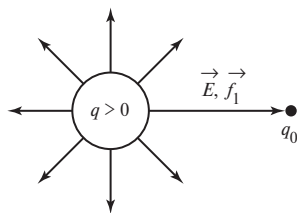


Рис. 1.1

Магнитное поле — одна из двух сторон электромагнитного поля, обусловленная движущимися заряженными частицами и изменением электрического поля, оказывающая силовое воздействие на движущиеся заряженные частицы и выявляемая по силовому воздействию, направленному нормально к направлению движения этих частиц и пропорциональному их скорости. Для иллюстрации этой стороны электромагнитного поля можно расположить магнитную

* В случае, когда основное тело также имеет точечные размеры, значение этой силы определяется по закону Кулона $f_1 = qq_0/(4\pi\epsilon r^2)$, где r — расстояние между зарядами, а постоянная ϵ , называемая абсолютной диэлектрической проницаемостью, характеризует среду, в которой находятся эти заряды.

стрелку вблизи от намагниченных тел или неподвижных проводников с неизменными во времени, т.е. постоянными, токами. В создаваемом этими телами или проводниками соответственно *магнитоэстатическом* или *стационарном магнитном* поле северный конец магнитной стрелки укажет направление основной силовой характеристики магнитного поля — его магнитной индукции $\vec{B}$ (рис. 1.2). Для количественного определения этой физической величины необходимо рассмотреть движущиеся заряды, например, по некоторому проводнику длиной l . Напомним, что движение зарядов называют *электрическим током*. Пусть $\vec{l}$ — вектор, имеющий длину, равную длине отрезка проводника l , и направленный по оси проводника в направлении тока i , а q — заряд

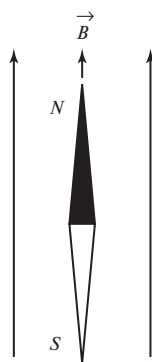


Рис. 1.2

в объеме проводника, движущийся вдоль его оси со скоростью $\vec{v}$. Если заряд q проходит путь l за время t , то $\vec{v} = \vec{l}/t$, а $i = q/t$. При этом оказывается, что на проводник с током, расположенный в магнитном поле, действует сила $\vec{f}_2$, значение которой пропорционально току i (или заряду q), а направление перпендикулярно оси проводника.

Существует определенное направление (обозначим его единичным вектором $\vec{n}$), такое, что если ось проводника оказывается перпендикулярной этому направлению, то сила $\vec{f}_2$ будет максимальной по значению. Именно это направление указала бы магнитная стрелка, будь она расположена на оси проводника. При этом направление $\vec{f}_2$ будет перпендикулярным как вектору $\vec{n}$, так и вектору $\vec{l}$ (рис. 1.3).

Магнитная индукция — векторная величина, направление которой совпадает с направлением единичного вектора $\vec{n}$. В общем случае сила $\vec{f}_2$ определяется из соотношения $\vec{f}_2 = i[\vec{l}, \vec{B}]$ или $f_2 = q[\vec{v}, \vec{B}]$, где $[,]$ — знак векторного умножения.

Если направление проводника с током выбрано таким образом, что сила $\vec{f}_2$ оказывается максимальной по значению (т.е. когда векторы $\vec{l}$, $\vec{B}$, $\vec{f}_2$ взаимоперпендикулярны — см. выше), то магнитная индукция находится как $B = f_2/(il)$ или $B = f_2/(qv)$.

Выделение из электромагнитного поля двух сторон — электрического поля и магнитного поля, оказывается весьма удобным по методическим соображениям. Кроме того, в инженерной прак-

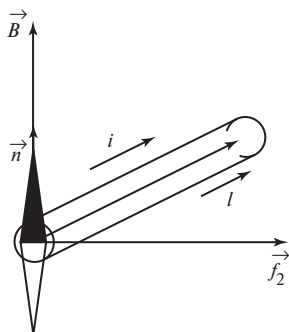


Рис. 1.3

тике встречаются ситуации, когда фактически проявляется только одна из этих сторон [как, например, в случае электростатического или магнитостатического поля (см. выше)]. Но в общем случае эти две стороны взаимосвязаны и проявляются совместно. Так, на движущуюся в электрическом поле частицу с зарядом q и скоростью $\vec{v}$ действует сила Лоренца $\vec{f} = \vec{f}_1 + \vec{f}_2 = q\vec{E} + q[\vec{v}, \vec{B}]$, одна из составляющих которой $\vec{f}_1$ обусловливается электрическим, а другая $\vec{f}_2$ — магнитным полем.

Познакомимся теперь с рядом понятий — электрическим напряжением, разностью электрических потенциалов и электродвижущей силой, связанных с электрическим полем и необходимых для знакомства с основными понятиями теории электрических цепей.

Пусть частица с зарядом q переносится в электрическом поле из точки A в точку B вдоль некоторого пути (рис. 1.4). Действующие на нее силы совершают работу A , значение которой пропорционально заряду q , а именно $A = qU_{AB}$, где величину U_{AB} называют электрическим напряжением. В электроэнергетике, рассматривая напряжение вдоль некоторого участка пути, часто употребляют термин *падение напряжения* вдоль этого участка.

Электрическое напряжение — это физическая величина, характеризующая электрическое поле вдоль рассматриваемого пути и равная линейному интегралу напряженности электрического поля вдоль этого

пути. В нашем случае (рис. 1.4) $U_{AB} = \int_A^B \vec{E} \cdot d\vec{l}$. Заметим, что в электроста-

тическом поле интеграл не зависит от выбора пути между точками A и B , т.е. $\int_{AnB} \vec{E} \cdot d\vec{l} = \int_{AmB} \vec{E} \cdot d\vec{l}$ (рис. 1.5).

При этом величину, равную этому интегралу, называют *разностью электрических потенциалов точек A и B* и обозначают $U_A - U_B = \int_A^B \vec{E} \cdot d\vec{l}$.

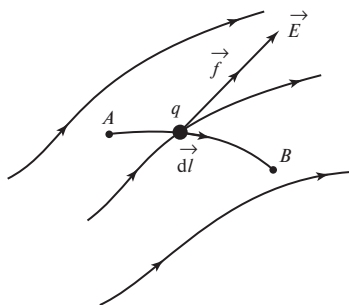


Рис. 1.4

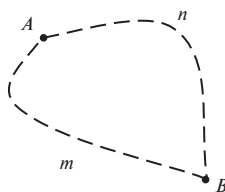


Рис. 1.5

В электростатическом поле понятие напряжения между двумя точками тождественно понятию разности потенциалов: $U_{AB} = U_A - U_B$. При этом если в поле выбрана некоторая особая точка P (часто это бесконечно удаленная точка), тогда значение интеграла $U_A = \int_A^P \vec{E} \cdot d\vec{l}$ называют электри-

ческим потенциалом точки A . Если электрическое поле в каждой точке может быть охарактеризовано с точностью до некоторого постоянного значения электрическим потенциалом (как, например, электростатическое поле), то такое поле называют *потенциальным полем*, в противном случае *непотенциальным* или *вихревым полем*. В потенциальных полях линейный интеграл напряженности по любому замкнутому контуру (в частности,

контур $AnBmA$ на рис. 1.5) равен нулю: $\oint \vec{E} \cdot d\vec{l} = 0$ (в частности,

$\int_{AnBmA} \vec{E} \cdot d\vec{l} = 0$). В непотенциальных полях существуют области простран-

ства, в которых $\oint \vec{E} \cdot d\vec{l} = e \neq 0$. Тогда говорят, что в рассматриваемом контуре действует электродвижущая сила e (сокращенно ЭДС). Источниками таких сил являются, например, электрические генераторы, гальванические элементы, аккумуляторы, термоэлементы и т.п. В этих источниках происходит преобразование энергии какого-либо вида (энергии механического движения, химической, тепловой и т.п.) в электромагнитную, в связи с чем их называют также источниками энергии.

Заметим, что особенности проявления электрических и магнитных полей в веществах, в том числе применяемых в электротехнических, электроэнергетических и электрофизических устройствах, определяемые свойствами этих веществ, позволяют провести классификацию этих веществ. Так, все вещества по их электрическим свойствам могут быть разделены на три основных класса — проводящие вещества (проводники), изолирующие вещества (диэлектрики) и полупроводящие вещества (полупроводники).

Проводящими веществами являются такие, в которых существуют в значительном количестве обладающие зарядом свободные элементарные частицы (электроны или положительные и отрицательные ионы), приходящие в упорядоченное движение под действием электрического поля и образующие тем самым в таком веществе упорядоченный электрический ток. Основным свойством таких веществ является электропроводность, т.е. свойство проводить электрический ток под действием электрического поля. Электрический ток в проводниках называют *током проводимости*. Проводящими веществами являются металлы, растворы кислот, щелочей, все влажные предметы, как проводник можно рассматривать и человеческое тело.

Диэлектриками называются вещества, в которых свободные частицы, обладающие зарядом, имеются в ничтожном количестве и на первый план выступает явление поляризации. Суть ее заключается в том, что под дей-

ствием механических сил, обусловленных внешним электрическим полем, частицы молекул, обладающие положительным зарядом, смещаются в сторону поля (в сторону направления вектора $\vec{E}$), а частицы, обладающие отрицательным зарядом, смещаются в противоположную сторону. Если напряженность электрического поля не чрезмерно велика, то эти частицы разойтись не могут, так как они удерживаются внутриатомными и внутримолекулярными силами. Считается, что электропроводностью диэлектрики не обладают, но при внесении их в переменное электрическое поле, напряженность которого меняет во времени не только значение, но и направление, вызванное ей движение зарядов в диэлектрике рассматривается как электрический ток, называемый *током смещения*. К диэлектрикам относятся фарфор, слюда, некоторые масла, сухое дерево. Следует отметить, что идеальных диэлектриков нет, практически все эти вещества в некоторой, но очень незначительной мере обладают свойством электропроводности.

Полупроводящие вещества занимают по значению своей электропроводности промежуточное положение между проводящими веществами и диэлектриками и отличаются рядом специфических свойств, связанных с существованием в них не только электропроводности, обусловленной электронами проводимости, но и электропроводности, обусловленной перемещением под действием электрического поля так называемых «дырок», т.е. незанятых валентными электронами мест в атомах, что эквивалентно перемещению положительных частиц с зарядом, равным по абсолютному значению заряду электрона. Вещества, обладающие подобными свойствами, производятся, например, на основе соединений селена, германия, кремния. Подобные свойства позволяют создавать на основе этих материалов большие группы полупроводниковых приборов, обладающих весьма важными характеристиками, а именно свойствами управления электропроводностью этих приборов. Полупроводниковые приборы — основа современной электроники, они находят все большее распространение в современной электротехнике и электроэнергетике.

Прежде чем перейти к рассмотрению другого важнейшего понятия ТОЭ — электрической цепи, отметим, что использованные выше физические величины принято характеризовать определенными единицами, относящимися к интернациональной системе единиц (СИ), которая содержит семь основных единиц, четыре из которых: метр (1 м) — единица длины; килограмм (1 кг) — единица массы; секунда (1 с) — единица времени; ампер (1 А) — единица силы электрического тока, необходимы для описания всех электромагнитных величин. Другими важными единицами являются: кулон* (1 Кл) — единица заряда (1 Кл = 1 А · 1 с), вольт (1 В) — единица напряжения, потенциала, ЭДС; вебер (1 Вб) — единица магнитной индукции.

* Укажем, что заряд элементарной заряженной частицы — электрона равен $1,60 \cdot 10^{-19}$ Кл.

Локализацию магнитного поля в ограниченной области пространства, образованного рядом физических устройств, иногда можно описывать более упрощенно, не прибегая к таким понятиям, как магнитная индукция или напряженность электрического поля. В этом случае говорят об электрических цепях. Точнее, *совокупность устройств, электромагнитные процессы в которых могут быть описаны с помощью понятий об электродвижущей силе, токе и напряжении, называют электрической цепью.*

1.2. Электрические цепи: элементы, схемы, законы, классификация

Основными элементами электрических цепей являются *источники электромагнитной энергии* (см. § 1.1), *элементы передачи* (линии электропередачи, линии связи) и *преобразования* (трансформаторы, различные преобразователи — выпрямители, инверторы и др.) *энергии*, а также *приемники энергии*, в которых электромагнитная энергия преобразуется в энергию других видов, например в механическую (электрические двигатели), химическую (аккумуляторы), тепловую (электрические печи) и т.п.

Источники энергии принято называть *активными элементами*, а ту часть цепи, в которой они действуют, — *активной подцепью*, все остальные элементы — *пассивными элементами*, а часть цепи, в которой нет активных элементов, — *пассивной подцепью*. Сложность изучения всего многообразия реальных элементов цепей (линий электропередачи, трансформаторов, генераторов и др.) породила необходимость выделения минимального набора простейших элементов, с помощью комбинаций которых можно описывать эти реальные элементы. К таким элементам относят источники энергии: *источник ЭДС* (схемное обозначение представлено на рис. 1.6, а), *источник тока* (рис. 1.6, б), *резистор* (рис. 1.6, в), *конденсатор* (рис. 1.6, г) и *индуктивная катушка* (рис. 1.6, д).

Для источника ЭДС (рис. 1.6, а) характерным является равенство напряжения между его выводами значению электродвижущей силы:

$$u_{ba} = u = e, \quad (1.1)$$

для источника тока (рис. 1.6, б) — численное равенство тока i элемента значению тока J источника:

$$i = J, \quad (1.2)$$

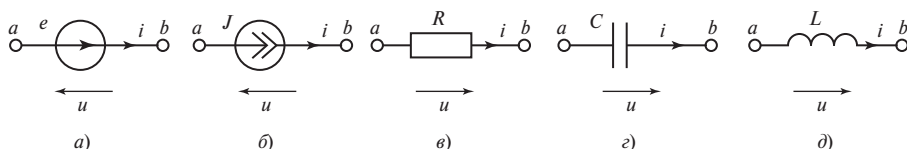


Рис. 1.6

для резистора (рис. 1.6, в) — линейная связь напряжения и тока:

$$u = Ri \quad (i = Gu, G = 1/R), \quad (1.3)$$

для конденсатора (рис. 1.6, з) — линейная связь тока элемента с производной напряжения:

$$i = C \frac{du}{dt}, \quad (1.4)$$

для катушки (рис. 1.6, д) — линейная связь напряжения с производной тока:

$$u = L \frac{di}{dt}. \quad (1.5)$$

При этом уравнения (1.1)—(1.5) называют *компонентными уравнениями* рассматриваемых элементов, параметры $R(G)$, C и L этих элементов — *соответственно сопротивлением (проводимостью) резистора, емкостью конденсатора и индуктивностью катушки*, а значения тока $i(t)$, напряжения $u(t)$ и ЭДС $e(t)$ в момент времени t соответственно мгновенными значениями i , u , e .

Выражение (1.3) носит название *закона Ома*, а произведение мгновенных значений напряжения и тока $p = ui$, называемое *мгновенной мощностью*, для резистора равно $p = ui = Ri^2$ (*закон Джоуля—Ленца*). Мощность в данном случае определяет количество теплоты, выделяемое резистором в единицу времени. Таким образом, резистор (*резистивный элемент*) — это элемент, предназначенный для использования его электрического сопротивления. Единицей сопротивления является ом — $1 \text{ Ом} = 1 \text{ В/1 А}$ (проводимости — сименс — $1 \text{ См} = 1 \text{ А/1 В}$), мгновенной мощности — ватт — $1 \text{ Вт} = 1 \text{ В} \cdot 1 \text{ А}$.

Сопротивлением R можно охарактеризовать любой проводник длиной l и сечением S (рис. 1.7), причем если ток распределен по сечению проводника равномерно, то $R = \rho \frac{l}{S}$, где ρ — удельное электрическое сопротивление, характеризующее свойства материала проводника. Единицей удельного электрического сопротивления является ом $\times$ метр (Ом $\cdot$ м). Поэтому в схеме замещения электрической цепи (см. ниже) резистивные элементы отражают не только собственно резисторы, но и сопротивления проводов линий электропередач, сопротивления проводников, из которых выполнены обмотки трансформаторов, электрических машин и т.п.

Конденсатор (*емкостной элемент*) запасает энергию электрического поля $W_3 = Cu^2/2$, его мгновенная мощность $p = ui = uC \frac{du}{dt} = \frac{d(W_3)}{dt}$ характеризует скорость изменения этой энергии во времени. Конденсатор выполняется в виде двух металлических пластин, разделенных слоем *диэлектрика* (рис. 1.8). Собственно емкость, для использования которой и предназначен этот элемент, представляет собой отношение двух равных по значению, но противоположных по знаку зарядов пластин, разнесенных

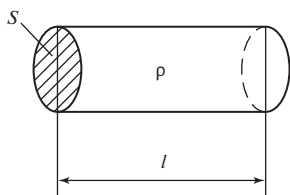


Рис. 1.7

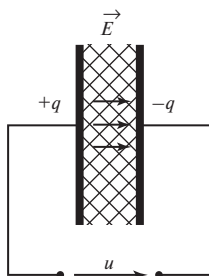


Рис. 1.8

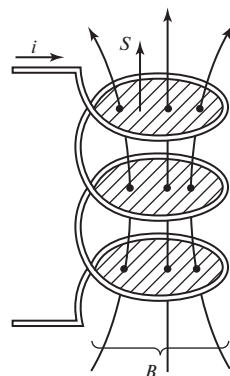


Рис. 1.9

в пространстве (рис. 1.8), к напряжению этого элемента $C = q/u$. Единицей емкости является фарад — $1 \text{ Ф} = 1 \text{ Кл/1 В}$. Емкостью обладает не только конденсатор, но и пары проводов электропередач, емкостью характеризуется связь каждого из этих проводов с землей и т.д. При составлении схемы замещения реальной цепи необходимо отражать подобные связи емкостными элементами, входящими в схему наравне с конденсаторами.

Катушка индуктивная (*индуктивный элемент*) запасает энергию магнитного поля $W_m = Li^2/2$, ее мгновенная мощность $p = ui = L \frac{di}{dt} i = \frac{d(W_m)}{dt}$ характеризует скорость изменения этой энергии во времени. Конструктивно такой элемент часто выполняется из проводника в виде спирали (рис. 1.9).

Ток i в этом случае создает магнитное поле, направление индукции $\vec{B}$ которого показано линиями со стрелками. Интегрально его можно охарактеризовать для каждого витка *поток* $\Phi = \int \vec{B} \cdot d\vec{s}$ через поверхность S . Произведение этого потока на число витков w катушки называют *потокосцеплением* $\Psi = \Phi w$. Индуктивность характеризует связь между этим потокосцеплением и вызывающим его током $\Psi = Li$. Единицей магнитного потока является тесла — $1 \text{ Тл} = 1 \text{ Вб} \cdot 1 \text{ м}^2$, индуктивности — генри — $1 \text{ Гн} = 1 \text{ Тл/1 А}$. Таким образом, индуктивная катушка — это элемент цепи, предназначенный для использования его индуктивности. Индуктивностью помимо собственно катушек обладают и другие элементы реальных электрических цепей, в частности провода линий электропередач, что необходимо отражать в схемах замещения соответствующих цепей.

Таким образом, любая часть реальной электрической цепи обладает всеми перечисленными параметрами — R , L , C , а названные выше — резистор, конденсатор, катушка — суть элементы, в которых соответственно сопротивление, емкость и индуктивность являются основными параметрами, другими же параметрами обычно пренебрегают.

Электрическую цепь удобно изображать в виде чертежа, называемого *схемой электрической цепи*. Такая схема составляется из условных обозначений элементов цепи (см. рис. 1.6) и показывает их соединение. При этом последовательность элементов, имеющих один и тот же ток, называют *ветвью*, место соединения ветвей — *узлом*, замкнутый путь, проходящий по нескольким элементам, называют *контуром*. Для любого узла справедлив *первый закон Кирхгофа*: алгебраическая сумма мгновенных значений токов в ветвях, соединенных с данным узлом, равна нулю: $\sum i = 0$.

Для любого контура справедлив *второй закон Кирхгофа*: алгебраическая сумма напряжений на всех элементах любого замкнутого контура равна нулю: $\sum u = 0$.

Если число ветвей цепи равно B , узлов Y , то число независимых уравнений, которые можно составить по первому закону Кирхгофа, равно $Y - 1$, по второму — $B - Y + 1$. Дополнив B уравнений, составленных по первому и второму законам Кирхгофа ($Y - 1 + B - Y + 1 = B$), компонентными уравнениями элементов цепи, можно получить полную систему ее уравнений, позволяющую решить *задачу анализа*: по заданной схеме и значениям параметров элементов рассчитать неизвестные токи и напряжения ветвей цепи.

Пример 1.1. Для цепи, изображенной на рис. 1.10, имеем: число узлов равно двум, число ветвей — трем, число элементов — четырем. Тогда согласно первому закону Кирхгофа имеем

$$i_1 - i_2 - i_3 = 0, \quad (1.6)$$

согласно второму закону Кирхгофа:

$$u_1 + u_2 - u = 0, \quad u_2 - u_3 = 0. \quad (1.7)$$

Компонентные уравнения имеют вид

$$\left. \begin{aligned} u &= e; \\ u_1 &= R i_1; \\ u_2 &= L \frac{di_2}{dt}; \\ i_3 &= C \frac{du_3}{dt}. \end{aligned} \right\} \quad (1.8)$$

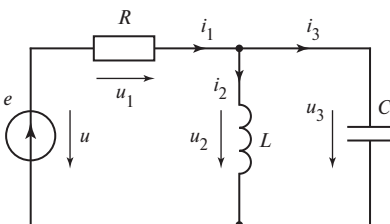


Рис. 1.10

Полная система уравнений электрической цепи (1.6)—(1.8) позволяет по известным параметрам $e = e(t)$, R , L , C найти все токи и напряжения активного (источник ЭДС) и трех пассивных (резистор, катушка индуктивности, конденсатор) элементов цепи, т.е. решить задачу анализа цепи при условии, что заданы также *начальные значения* (т.е. значения переменных в момент времени, равный

нулю) тока катушки $i_2(0) = i_{02}$ и напряжения конденсатора $u_3(0) = u_{03}$, которые необходимы для решения алгебродифференциальных уравнений (1.6)—(1.8).

В общем случае для решения задачи анализа сложной электрической цепи (т.е. задачи определения всех неизвестных токов и напряжений ее элементов при известной схеме и параметрах — сопротивлениях, емкостях, индуктивностях, ЭДС и токах источников тока) полную систему уравнений составляют редко. Более эффективными оказываются иные подходы, основанные, например, на различных преобразованиях схем (см. ниже) или использовании более простых — канонических уравнений, связывающих лишь часть из неизвестных переменных. Такие канонические уравнения оказывается возможным составлять относительно переменных, определяющих энергетическое состояние цепи, т.е. запасы ее электрической и магнитной энергии. Поэтому подобные канонические уравнения называют уравнениями состояния электрической цепи, а переменные, относительно которых они составляются, — переменными состояниями. Из сказанного следует, что переменными состояниями для электрических цепей являются токи индуктивных элементов, определяющих запас магнитной энергии, и напряжения емкостных элементов, определяющих запас электрической энергии.

Пример 1.2. Выразив ток i_3 из уравнения (1.6) $i_3 = i_1 - i_2$ и воспользовавшись компонентными уравнениями (1.8) $u_1 = Ri_1$, $u = e$, из системы уравнений (1.7) найдем

$$i_1 = \frac{e - u_2}{R} = \frac{e - u_3}{R}.$$

Следовательно, $i_3 = -\frac{u_3}{R} - i_2 + \frac{e}{R}$.

Тогда из компонентных уравнений (1.8) $L \frac{di_2}{dt} = u_2$, $C \frac{du_3}{dt} = i_3$, уравнения $u_2 = u_3$ (1.7) и полученного уравнения для i_3 находим уравнения состояния электрической цепи, изображенной на рис. 1.10:

$$\frac{di_2}{dt} = \frac{u_3}{L}, \quad i_2(0) = i_{02};$$

$$\frac{du_3}{dt} = \left(-\frac{u_3}{R} - i_2 + \frac{e}{R} \right) / C, \quad u_3(0) = u_{03}.$$

Полученная в примере 1.2 каноническая форма дифференциального уравнения удобна для аналитического либо численного (с помощью стандартных пакетов программ интегрирования дифференциальных уравнений) решения. Под решением здесь понимаются определение зависимости тока индуктивного элемента $i_2 = i_2(t)$ и напряжения емкостного элемента $u_3(t)$ от времени. Располагая такими зависимостями и уравнениями (1.6), (1.8),

аналогичные зависимости от времени для остальных переменных $i_1(t)$, $i_3(t)$, $u_1(t)$, $u_2(t)$ находят уже с помощью одних алгебраических операций.

Для электрической цепи закон сохранения энергии записывается в виде равенства суммы генерируемых источниками мгновенных мощностей сумме мгновенных мощностей остальных элементов $\sum_{e,J} p_i = \sum_R p_i + \sum_C p_i + \sum_L p_i$. Это выражение, представляющее собой запись *теоремы Телледжена*, показывает, что энергия источников расходуется на теплоту, выделяемую резисторами, и перераспределение запасов электрической и магнитной энергии, запасенных конденсаторами и катушками. В этой связи говорят о балансе мгновенных мощностей цепи.

Пример 1.3. Согласно теореме Телледжена для схемы рис. 1.10 имеем $e i_1 = u_1 i_1 + u_2 i_2 + u_3 i_3$, где $e = u$.

Электрические цепи принято классифицировать по типу параметров элементов и типу электромагнитных процессов в них. Так, говорят о *линейных цепях*, если параметры элементов $e = e(t)$, $J = J(t)$, R , L , C не зависят от интенсивностей электромагнитных процессов (т.е. от токов и напряжений этих элементов). Подобные цепи описываются линейными системами уравнений, решение которых может быть достигнуто с использованием *принципа суперпозиции (наложения)*, когда можно рассматривать вклад параметра e или J каждого источника энергии в решение независимо от вклада в него других источников. Линейные цепи называют *стационарными*, если параметры R , L , C их элементов — константы, и *параметрическими*, если эти параметры известные функции времени $R = R(t)$, $L = L(t)$, $C = C(t)$. Если же параметры e , J , R , L , C зависят от интенсивности процессов, то сами элементы и цепи, их содержащие, называют *нелинейными элементами и цепями*. Уравнения таких цепей нелинейны, и поиск их решения с гарантированной точностью представляет собой весьма сложную задачу. Различают также элементы и цепи с *сосредоточенными* и *распределенными* параметрами. О сосредоточенных параметрах R , L , C говорят в том случае, когда они сосредоточены (локализованы) на определенном участке. Если же приходится учитывать геометрическую протяженность этого участка, то эти параметры считаются распределенными. Параметры R , L , C в этом случае характеризуют единицами Ом/м, Гн/м, Ф/м. Цепи с распределенными параметрами описываются уравнениями в частных производных, решение которых весьма трудоемко. Следует отметить, что допущение о линейности и сосредоточенности параметров справедливо лишь для определенных диапазонов интенсивностей процессов, т.е. является условным, и в этом смысле говорят о границах абстракций в теории электрических цепей. По типу электромагнитных процессов цепи подразделяют на цепи *постоянных токов* (если токи и напряжения всех элементов цепей не изменяются во времени), цепи *переменных токов* (если токи и напряжения всех элементов цепей изменяются во времени) и, в частности, цепи *синусоидальных*

токов (если эти токи и напряжения цепей изменяются во времени по синусоидальным законам).

Следует заметить, что в частных случаях, когда процессы в цепях описываются функциями одного вида, например постоянными или синусоидальными функциями, расчет цепей резко упрощается. Существует масса приемов и методов расчета таких цепей. Ознакомимся с некоторыми из них. Но прежде всего обратим внимание на то, что в схемах замещения цепей постоянных токов отсутствуют емкостные и индуктивные элементы. В самом деле, из допущения о постоянстве тока из компонентного уравнения (1.5) индуктивного элемента (см. рис. 1.6, д) следует, что напряжение его будет равным нулю, т.е. сам индуктивный элемент в схеме замещения цепи на постоянном токе представляет собой идеальный проводник с нулевым сопротивлением — так называемую «закоротку». Из допущения о постоянстве напряжения для емкостного элемента (см. рис. 1.6, з) из компонентного уравнения (1.4) следует, что его ток в этом случае будет равен нулю, а сам емкостной элемент представляет собой «разрыв» ветви цепи. Полученная *резистивная* цепь описывается уже не дифференциальными, а чисто алгебраическими уравнениями, решение которых не представляет собой особой сложности.

Пример 1.4. Схема рис. 1.10 для случая, когда ЭДС источника $e(t)$, токи $i_1(t)$, $i_2(t)$, $i_3(t)$ и напряжения $u_1(t)$, $u_2(t)$, $u_3(t)$ постоянны, т.е. $e = E$, $i_1 = I_1$, $i_2 = I_2$, $i_3 = I_3$, $u_1 = U_1$, $u_2 = U_2$, $u_3 = U_3$, может быть представлена в виде рис. 1.11. При этом $I_3 = 0$, $U_2 = 0$, а токи $I_1 = I_2$ и напряжение U_3 находятся из уравнений второго закона Кирхгофа $U_1 + U_2 = E$, $U_3 = U_2$, где $U_1 = I_1 R$. Окончательно имеем $I_1 = I_2 = E/R$.

При расчетах резистивных цепей можно пользоваться следующими преобразованиями, основанными на использовании компонентных уравнений и уравнений Кирхгофа:

последовательно соединенные резисторы с сопротивлениями R_1 и R_2 (рис. 1.12, а) можно заменить одним экви-

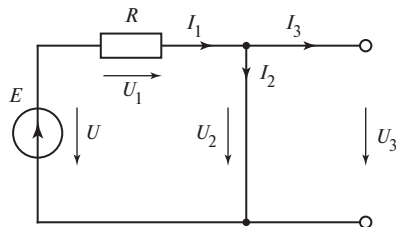


Рис. 1.11

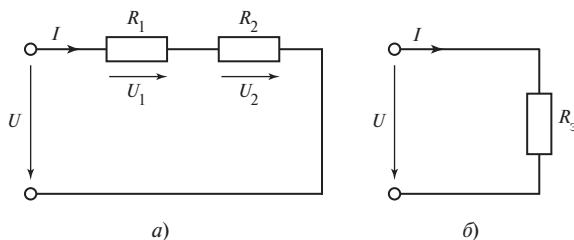


Рис. 1.12

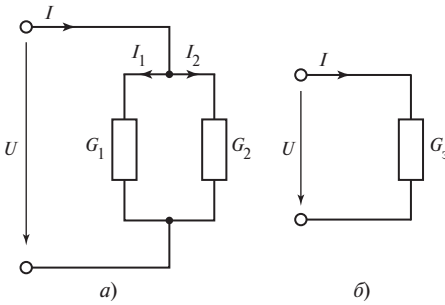


Рис. 1.13

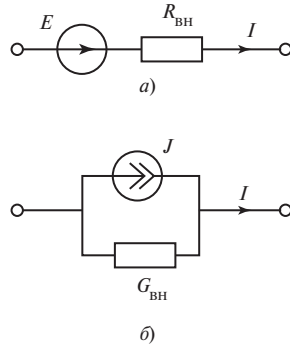


Рис. 1.14

валентным резистивным элементом с сопротивлением $R_3 = R_1 + R_2$ (рис. 1.12, б), не изменив при этом общего тока I и напряжения U ветви;

параллельно соединенные резисторы с проводимостями $G_1 = 1/R_1$ и $G_2 = 1/R_2$ (рис. 1.13, а) можно заменить одним эквивалентным резистивным элементом с проводимостью $G_3 = G_1 + G_2$ (с сопротивлением

$R_3 = \frac{1}{G_3} = \frac{R_1 R_2}{R_1 + R_2}$) (рис. 1.13, б), не изменив при этом общего тока I и напряжения U рассматриваемого участка цепи;

источник ЭДС E с внутренним сопротивлением $R_{\text{вн}}$ (рис. 1.14, а) можно заменить источником тока J с внутренней проводимостью $G_{\text{вн}}$ (рис. 1.14, б) при условии $J = E/R_{\text{вн}}$, $G_{\text{вн}} = 1/R_{\text{вн}}$; аналогично источник тока J с внутренней проводимостью $G_{\text{вн}}$ (рис. 1.14, б) можно заменить источником ЭДС $E = J/G_{\text{вн}}$ с внутренним сопротивлением $R_{\text{вн}} = 1/G_{\text{вн}}$ (рис. 1.14, а), не изменив при этом общего тока I и напряжения U рассматриваемого участка цепи.

Используя подобные методы преобразования схемы цепи, можно существенно упростить ее схему и соответственно расчет токов и напряжений.

Наряду с подобными методами преобразования при расчете цепей постоянных токов или в более общем случае любых чисто резистивных цепей используют и специальные методы упрощения их схем. Наиболее известным из них является *метод эквивалентного генератора*. Суть его сводится к эквивалентной замене любого активного (т.е. содержащего источники энергии) двухполюсника A (т.е. подцепи, присоединенной к осталь-

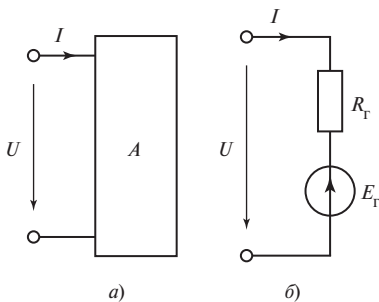


Рис. 1.15

ной части цепи двумя узлами) (рис. 1.15, а) источником ЭДС E_r , называемой ЭДС эквивалентного генератора с последовательно включенным внутренним сопротивлением R_r (рис. 1.15, б). При этом значение E_r равно напряжению так называемого «холостого хода», т.е. напряжению U на разомкнутых зажимах двухполюсника. Это напряжение можно непосредственно измерить, если цепь существует в виде реального устройства, или рассчитать, если она задана в виде схемы с известными параметрами. Внутреннее сопротивление такого генератора определяется как сопротивление двухполюсника A с замкнутыми источниками ЭДС и разорванными ветвями с источниками тока.

Пример 1.5. Определим параметры эквивалентного генератора активного двухполюсника (рис. 1.16, а). «Закоротив» источник ЭДС E_1 и «разорвав» ветвь с источником тока J_2 , получим схему рис. 1.16, б, эквивалентное сопротивление которой $R_1 + 1/G_2$ как раз и будет равно внутреннему сопротивлению эквивалентного генератора, т.е. $R_r = R_1 + 1/G_2$. Для определения ЭДС этого генератора заменим источник тока J_2 с проводимостью G_2 эквивалентной ЭДС $E_2 = J_2/G_2$ с сопротивлением $R_2 = 1/G_2$ (см. выше). Напряжение холостого хода ($I = 0$) для полученной схемы (рис. 1.16, в) будет, очевидно, равно $U = E_1 - E_2$. Таким образом, схему, изображенную на рис. 1.16, а, можно заменить эквивалентным генератором, изображенным на рис. 1.15, б, с параметрами $E_r = E_1 - J_2/G_2$, $R_r = R_1 + 1/G_2$. Заменяя отдельные подцепи, соединенные с остальной частью цепи только двумя узлами, подобными эквивалентными генераторами, можно существенно упростить расчет цепи.

В общем случае методика расчета сложной электрической цепи, основанная на замене ее отдельных подцепей более простыми подцепями (типа эквивалентных генераторов для двухполюсников), называется *диакоптической* электрических цепей. Введенная в теорию электрических цепей Г. Кроном диакоптика является в настоящее время одной из наиболее востребованных практикой методикой их расчета.

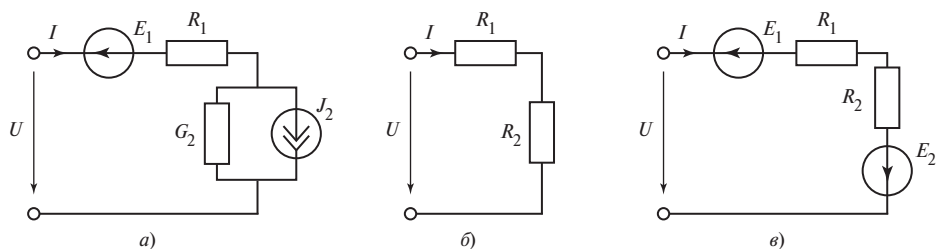


Рис. 1.16

1.3. Электромагнитные процессы и режимы электрических цепей. Режим синусоидальных токов

Электромагнитные процессы электрических цепей принято делить на *установившиеся*, когда токи и напряжения всех элементов цепи описываются периодическими функциями времени (как, например, в цепях постоянного и синусоидального токов), и *переходные*. Последними называются процессы перехода от одного установившегося состояния к другому. Установившиеся процессы принято называть *режимами*; так говорят о режиме постоянного тока и режиме синусоидального тока. В последнем случае токи и напряжения всех элементов имеют вид $i = I_m \sin(\omega t + \psi_i)$, $u = U_m \sin(\omega t + \psi_u)$, где $\omega = 2\pi f$ — угловая частота; $f = 1/T$ — частота процесса (T — его период), I_m и U_m — амплитуды токов и напряжений, а ψ_i и ψ_u — их начальные фазы (рис. 1.17).

Разность фаз $\varphi = \psi_u - \psi_i$ называется их *сдвигом*. Из выражений (1.3)—(1.5) следует, что на резисторе фазы напряжения и тока совпадают ($\varphi = 0$), на конденсаторе фаза напряжения ψ_u отстает от фазы тока на угол $\pi/2$ ($\varphi = -\pi/2$), а на индуктивной катушке ψ_u опережает ψ_i на угол $\pi/2$ ($\varphi = \pi/2$). Для оценки интенсивности синусоидальных процессов вводят понятие о *действующих значениях токов, напряжений, ЭДС*. Для введения этого понятия рассмотрим среднее за период значение мгновенной мощности, характеризующее выделение теплоты в резисторе:

$$\frac{1}{T} \int_0^T p \, dt = \frac{1}{T} \int_0^T ui \, dt = \frac{1}{T} \int_0^T Ri^2 \, dt = \frac{R}{T} \int_0^T [I_m \sin(\omega t + \psi_i)]^2 \, dt.$$

Если учесть, что $\sin^2(\omega t + \psi_i) = \frac{1}{2} [1 - \cos 2(\omega t + \psi_i)]$, то $\frac{1}{T} \int_0^T p \, dt = RI^2$, где $I = I_m / \sqrt{2}$. Величину I называют *действующим значением* синусоидального тока с амплитудой I_m . Численно она равна постоянному току, который вызывал бы в резисторе такие же потери энергии за период времени T , как и рассматриваемый синусоидальный ток. Действующие значения напряжения U и ЭДС E также связывают с их амплитудными значениями соотношениями

$$U = U_m / \sqrt{2} \quad \text{и} \quad E = E_m / \sqrt{2}.$$

Режим синусоидальных токов играет особую роль в электроэнергетике, поскольку генерация, передача, распределение энергии происходят в основном именно в этом режиме при частоте $f = 50$ 1/с, или 50 Гц

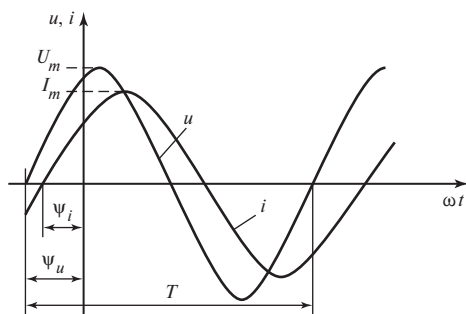


Рис. 1.17

(в США — 60 Гц), называемой промышленной частотой. Поэтому методам описания и расчета такого режима обычно уделяют повышенное внимание.

Основным методом расчета электрических цепей синусоидальных токов (расчета синусоидальных режимов) является *комплексный* или *символический* метод, предложенный американским инженером Ч. Штейнмецом. Суть его заключается в том, что каждой синусоидальной функции времени (тока, напряжения, ЭДС) сопоставляется комплексное число, а всем действиям с этими функциями — весьма простые действия с комплексными числами. Так, синусоидальным функциям тока $i = I_m \sin(\omega t + \psi_i)$ и напряжения $u = U_m \sin(\omega t + \psi_u)$, графики которых изображены на рис. 1.17, можно

сопоставить комплексные амплитуды $\underline{I}_m = I_m e^{j\psi_i}$, $\underline{U}_m = U_m e^{j\psi_u}$ или комплексные действующие значения $\underline{I} = I e^{j\psi_i}$, $\underline{U} = U e^{j\psi_u}$, которые можно изобразить на комплексной плоскости соответствующими векторами (рис. 1.18). Здесь вертикальная ось — ось мнимых чисел, горизонтальная — вещественных чисел. Помимо такой показательной формы записи комплексных $\underline{I}$, $\underline{U}$, последние можно представить и в алгебраической форме $\underline{I} = \operatorname{Re} \underline{I} + j \operatorname{Im} \underline{I}$, $\underline{U} = \operatorname{Re} \underline{U} + j \operatorname{Im} \underline{U}$. Компонентные уравнения (1.3)—(1.5) в комплексном методе приобретают чисто алгебраический вид $\underline{U} = R \underline{I}$, $\underline{I} = j\omega C U$, $\underline{U} = j\omega L I$, где j — мнимая единица (иначе, *оператор поворота*)*. Таким образом, схеме рис. 1.10 в этом методе сопоставляется комплексная схема замещения, изображенная на рис. 1.19. Полная система уравнений такой схемы $\underline{I}_1 - \underline{I}_2 - \underline{I}_3 = 0$, $\underline{U}_1 + \underline{U}_2 - \underline{U} = 0$, $\underline{U}_2 = \underline{U}_3$, $\underline{U} = E$, $\underline{U}_1 = R \underline{I}_1$, $\underline{U}_2 = j\omega L \underline{I}_2$, $\underline{U}_3 = \frac{1}{j\omega C} \underline{I}_3$ носит чисто алгебраический характер. Заметим, что последние три уравнения выражают закон Ома для резистивного и двух реактивных (индуктивного и емкостного) элементов.

Параметры R , $\omega L = X_L$ и $1/(\omega C) = X_C$ называют соответственно активным, индуктивным и емкостным сопротивлениями. Решив последние

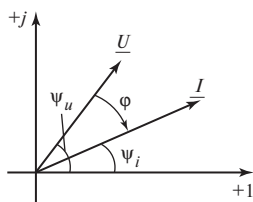


Рис. 1.18

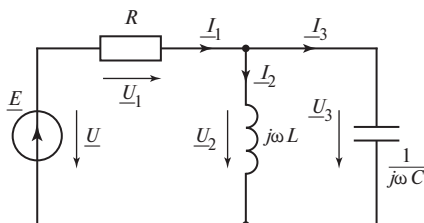


Рис. 1.19

* Умножение некоторого вектора на j поворачивает его на угол $\pi/2$ против часовой стрелки.

семь уравнений в комплексной области, можно затем от комплексов токов и напряжений всех элементов перейти к соответствующим функциям времени. Комплексным сопротивлением $\underline{Z}$ (или комплексной проводимостью $\underline{Y} = 1/\underline{Z}$) можно охарактеризовать и любой пассивный двухполюсник (т.е. часть цепи, подсоединенную к остальной цепи двумя узлами). Так, комплексное сопротивление пассивного двухполюсника, подсоединенного к источнику $\underline{E}$, $\underline{Z} = R + \frac{\underline{Z}_2 \underline{Z}_3}{\underline{Z}_2 + \underline{Z}_3}$, где $\underline{Z}_2 = j\omega L$, $\underline{Z}_3 = 1/(j\omega C)$. Зная

его, можно сразу же рассчитать входной ток цепи $\underline{I}_1 = \underline{U}/\underline{Z} = \underline{E}/\underline{Z}$.

Таким образом, комплексный метод расчета позволяет алгебраизовать систему уравнений цепи, а само введение комплексов дает богатые возможности привлечения геометрических построений при суммировании или умножении векторов, соответствующих этим комплексам.

В цепях синусоидального тока особую роль играет понятие *резонанса*. При резонансе амплитуды тока и напряжения какого-либо участка цепи резко возрастают, а сами ток и напряжение оказываются полностью совпадающими по фазе. Рассмотрим последовательное соединение резистора с сопротивлением R , катушки с индуктивностью L и конденсатора с емкостью C (рис. 1.20, а). Эквивалентное сопротивление этого участка цепи

$$\underline{Z} = R + j\omega L + \frac{1}{j\omega C} = R + j\left(\omega L - \frac{1}{\omega C}\right),$$

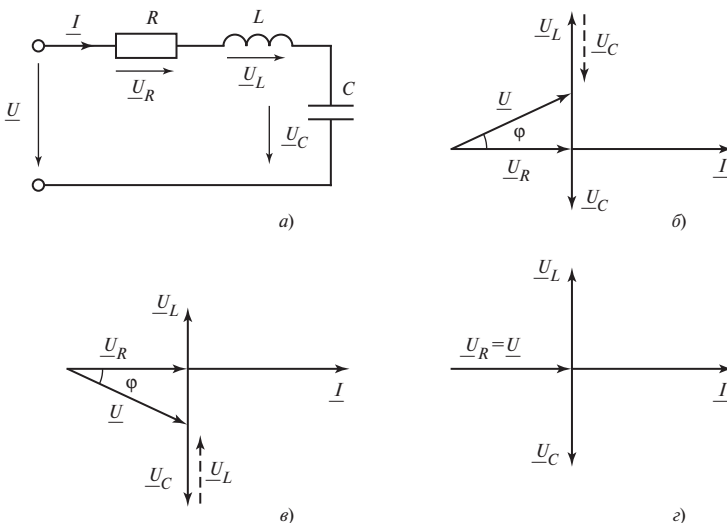


Рис. 1.20

а его модуль $Z = \sqrt{R^2 + \left(\omega L - \frac{1}{\omega C}\right)^2}$ будет иметь минимальное значение $Z = R$ при $\omega L = 1/(\omega C)$. При заданном напряжении участка $\underline{U}$ ток $\underline{I}$ будет максимален при минимальном $Z = R$, фаза тока $\underline{I} = \underline{U}/\underline{Z}$ при $\underline{Z} = R$ будет совпадать с фазой напряжения. Поэтому рассмотренный случай равенства индуктивного ωL и емкостного $1/(\omega C)$ сопротивлений как раз и определяет условие резонанса. Очевидно, что достичь условия $\omega L = 1/(\omega C)$ можно, изменяя любой из трех параметров ω , L , C . В частности, резонанса можно достичь, меняя угловую частоту до значения $\omega_0 = 1/\sqrt{LC}$.

Рассмотрим векторные диаграммы трех случаев соотношений $X_L = \omega L$ и $X_C = 1/(\omega C)$. В первом случае $X_L > X_C$ и цепь носит активно-индуктивный характер, входное напряжение $\underline{U}$ опережает по фазе ток $\underline{I}$ цепи (рис. 1.20, б). Во втором случае $X_L < X_C$ и цепь носит активно-емкостной характер, напряжение $\underline{U}$ отстает по фазе от тока $\underline{I}$ (рис. 1.20, в). В резонансном случае $X_L = X_C$, а напряжение на катушке равно по модулю напряжению на конденсаторе и противоположно по фазе: $\underline{U}_L = -\underline{U}_C$, они компенсируются, и со стороны входных узлов цепь может рассматриваться как чисто резистивная (рис. 1.20, г). Подобный резонанс называют *резонансом напряжений*.

В общем случае мы будем рассматривать некоторый пассивный двухполюсник (рис. 1.21, а), состоящий из резисторов, катушек, конденсаторов и находящийся в условиях резонанса, если его входные ток $\underline{I}$ и напряжение $\underline{U}$ совпадают по фазе, т.е. его входное сопротивление $\underline{Z} = \underline{U}/\underline{I}$ носит чисто резистивный характер ($\underline{Z} = R$). Такой двухполюсник можно заменить резистивным элементом (рис. 1.21, б).

Рассмотрим в качестве еще одного примера *резонанс токов*, возникающий в цепи, изображенной на рис. 1.22, а, при условии равенства проводимостей катушки $1/(\omega L)$ и конденсатора ωC . Токи $\underline{I}_L$ и $\underline{I}_C$ в этих элементах будут равны и противоположно направлены, что графически

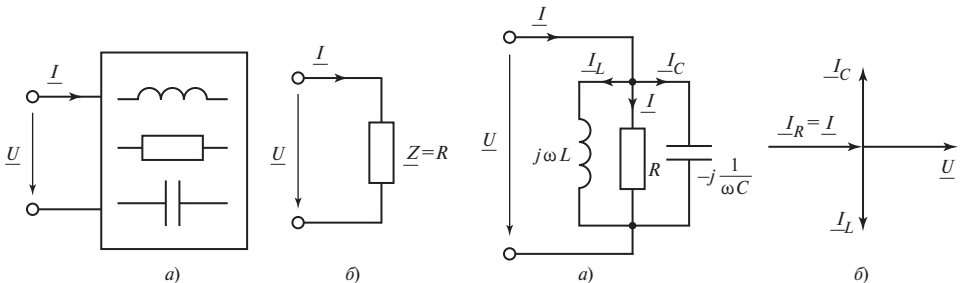


Рис. 1.21

Рис. 1.22

изображено на векторной диаграмме (рис. 1.22, б). При заданном токе $\underline{I}$ напряжение $\underline{U}$ цепи (рис. 1.22, а) будет максимальным по модулю и совпадающим по фазе с током при активной проводимости $G = 1/R$.

Резонанс на практике играет как положительную, так и отрицательную роль. На основе явления резонанса решается так называемая задача компенсации реактивной мощности (см. следующий параграф), позволяющая достичь наибольшей эффективности передачи электрической энергии в электроустановках и энергосистемах.

1.4. Мощности в цепях синусоидального тока

Как было показано выше, мгновенная мощность резистивного (см. рис. 1.6, в) элемента с током $i = I_m \sin \omega t$ и напряжением $u = RI_m \sin \omega t$ изменяется по закону (рис. 1.23)

$$p = \frac{RI_m^2}{2} (1 - \cos 2\omega t).$$

Среднее значение этой мощности

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T p \, dt = \frac{RI_m^2}{2} = RI^2 = UI$$

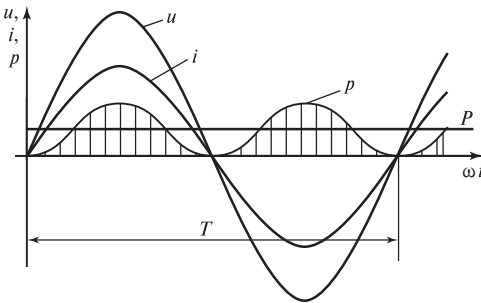


Рис. 1.23

называют *активной мощностью*. Активная мощность конденсатора и катушки индуктивности равна нулю. Активная мощность пассивного двухполюсника с сопротивлением $\underline{Z} = Z e^{j\varphi}$ (рис. 1.24, а) равна $P = UI \cos \varphi$, где U и I — действующие значения его напряжения и тока, а φ — угол сдвига между ними. Если функциональное назначение двухполюсника не предполагает наличия активной мощности (например, если

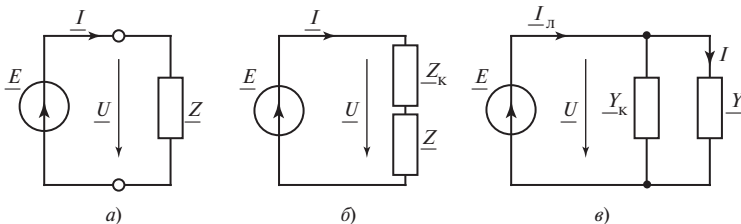


Рис. 1.24

он является элементом передачи или преобразования энергии), а она отлична от нуля, то ее называют потерей мощности в этом двухполюснике.

Наибольшая активная мощность пассивного двухполюсника, возможная при данных действующих значениях U и I , называется полной мощностью. Она равна $S = UI$, а отношение активной мощности P к полной мощности S , характеризующее его энергетическую эффективность, называется коэффициентом мощности $P/S = \cos \varphi$. Наряду с активной мощностью для двухполюсника (рис. 1.24, а) вводят понятие реактивной мощности $Q = UI \sin \varphi$. При этом очевидно, что $S^2 = P^2 + Q^2$. Следует заметить, что в отличие от неотрицательных значений S и P реактивная мощность может быть как положительной (при активно-индуктивном характере двухполюсника, т.е. при $0 \leq \varphi \leq \pi/2$), так и отрицательной (при активно-емкостном его характере, т.е. при $-\pi/2 \leq \varphi \leq 0$). Реактивная мощность резистивного элемента равна нулю ($Q = 0$ при $\varphi = 0$). Единицей полной мощности S является вольт-ампер (1 В · А), единицей активной мощности P — ватт (1 Вт), реактивной мощности — вар (1 вар). Если напряжение и ток двухполюсника заданы комплексами действующих значений $\underline{U} = U e^{j\psi_u}$, $\underline{I} = I e^{j\psi_i}$, то можно ввести комплексную мощность $\underline{S} = \underline{U} \underline{I}^*$, где $\underline{I}^*$ — сопряженный комплекс тока $\underline{I}^* = I e^{-j\psi_i}$. При этом

$$\underline{S} = U e^{j\psi_u} I e^{-j\psi_i} = UI e^{j(\psi_u - \psi_i)} = UI e^{j\varphi} = P + jQ.$$

Для комплексных мощностей элементов цепи также справедливо утверждение (теорема Телледжена) о равенстве мощностей, генерируемых источниками (и), и мощностей, потребляемых (п) всеми остальными элементами, т.е. $\sum_{\{и\}} \underline{S}_i = \sum_{\{п\}} \underline{S}_i$.

Пример 1.6. Для схемы рис. 1.19 имеем $\underline{E} \underline{I}_1^* = \underline{U}_1 \underline{I}_1^* + \underline{U}_2 \underline{I}_2^* + \underline{U}_3 \underline{I}_3^*$. Из приведенного баланса комплексных мощностей следует необходимость выполнения баланса для их активных и реактивных составляющих $\sum_{\{и\}} P_i = \sum_{\{п\}} P_i$, $\sum_{\{и\}} Q_i = \sum_{\{п\}} Q_i$ (теорема Ланжевена).

В заключение остановимся на проблеме повышения коэффициента мощности ($\cos \varphi \rightarrow 1$), или, что то же, снижения реактивной мощности ($|Q| \rightarrow 0$) для генераторов, работающих на комплексную нагрузку $\underline{Z} = R + jX$ (рис. 1.24, а). Включение последовательно с ней компенсирующего реактивную мощность и не потребляющего активной мощности устройства (рис. 1.24, б) с сопротивлением $\underline{Z}_k = -jX$ позволяет при тех

же токе $\underline{I}$ и мощности $\underline{S} = \underline{Z} \underline{I} \underline{I}^*$ нагрузки уменьшить мощность генератора (источника) $\underline{S}'_u = R \underline{I} \underline{I}^* = R I^2 = P$, сделав ее чисто активной, и снизить его напряжение $\underline{E}' = \underline{U}' = \underline{I} R$. Параллельное нагрузке с проводимостью $\underline{Y} = 1/\underline{Z} = G - jB$ включение компенсирующего устройства (рис. 1.24, в) с проводимостью $\underline{Y}_k = jB$ позволяет при тех же мощности $\underline{S}$, напряжении $\underline{U}$ и токе $\underline{I}$ нагрузки снизить ток в линии и генераторе $I_{\text{л}} = GE < I$, а также его мощность $\underline{S}' = \underline{E}(GE^*) = GE^2$, которая будет уже чисто активной. Решение проблемы компенсации реактивной мощности повышает эффективность работы соответствующих цепей и позволяет снизить массогабаритные и стоимостные характеристики их элементов. Заметим, что компенсация реактивной мощности по схеме рис. 1.24, б основана на использовании резонанса напряжений, а по схеме рис. 1.24, в — резонанса токов.

1.5. Трехфазные цепи: фазные и линейные токи, напряжения, мощности

Трехфазной электрической цепью называют связную совокупность трех электрических цепей, в которых действуют синусоидальные ЭДС одной и той же частоты, сдвинутые друг относительно друга по фазе и создаваемые общим источником энергии — трехфазным генератором. Отдельные цепи, входящие в состав такой цепи, называются *фазами* и обычно обозначаются буквами A, B, C , а совокупность ЭДС, действующих в этих фазах, а также совокупность токов и напряжений фаз называется *трехфазной системой ЭДС, токов и напряжений*. Трехфазная система ЭДС (токов, напряжений) называется *симметричной*, если ЭДС (токи, напряжения) всех фаз равны по амплитуде и сдвинуты относительно друг друга по фазе на угол 0 либо $2\pi/3$, в противном случае трехфазная система называется *несимметричной*. *Уравновешенной* называют такую трехфазную цепь, мгновенная мощность элементов которой не зависит от времени, и *неуравновешенной* — в противном случае. Уравновешенность является важным качеством трехфазной цепи. Так, момент на валу трехфазного генератора остается в таких системах постоянным, а не пульсирует с угловой частотой 2ω , как это имело бы место в однофазном генераторе, мгновенная мощность которого изменяется с частотой 2ω . Покажем это на примере цепи с симметричной системой ЭДС:

$$e_A = E_m \sin \omega t, \quad e_B = E_m \sin(\omega t - 2\pi/3), \quad e_C = E_m \sin(\omega t + 2\pi/3),$$

симметричной нагрузкой и, следовательно, симметричной системой токов фаз $i_A = I_m \sin(\omega t - \varphi)$, $i_B = I_m \sin(\omega t - 2\pi/3 - \varphi)$, $i_C = I_m \sin(\omega t + 2\pi/3 - \varphi)$.

Для мгновенной мощности фаз A, B, C имеем

$$p_A = e_A i_A = \sqrt{2}E \sin \omega t \sqrt{2}I \sin(\omega t - \varphi) = EI [\cos \varphi - \cos(2\omega t - \varphi)];$$

$$p_B = e_B i_B = EI \left\{ \cos \varphi - \cos \left[2 \left(\omega t - \frac{2\pi}{3} \right) - \varphi \right] \right\};$$

$$p_C = e_C i_C = EI \left\{ \cos \varphi - \cos \left[2 \left(\omega t + \frac{2\pi}{3} \right) - \varphi \right] \right\}.$$

Тогда мгновенная мощность трехфазного генератора

$$p = p_A + p_B + p_C = 3EI \cos \varphi = P = \text{const}$$

не зависит от времени.

В трехфазных системах применяются два основных способа соединения элементов — *соединение треугольником* и *соединение звездой*. На рис. 1.25, *а* представлена комплексная схема замещения цепи, фазы генератора (A, B, C) и приемника (a, b, c) которой соединены звездой с нейтральным проводом, соединяющим узлы 0 и 0'; на рис. 1.25, *б* — схема соединения звездой без нейтрального провода; на рис. 1.25, *в* представлена комплексная схема замещения цепи, фазы генератора и приемника которой соединены треугольником. В случае симметричности как генератора, так и нагрузки ток I_0 в нейтральном

проводе, соединяющем узлы 0 и 0' в цепи рис. 1.25, *а*, равен нулю:

$$I_0 = \underline{I}_A + \underline{I}_B + \underline{I}_C = 0.$$

Часто он в таких соединениях отсутствует (рис. 1.25, *б*), и тогда для соединения генераторов и приемников используется всего три *линейных провода* с токами $\underline{I}_A, \underline{I}_B, \underline{I}_C$ вместо шести проводов, которые потребовались бы в

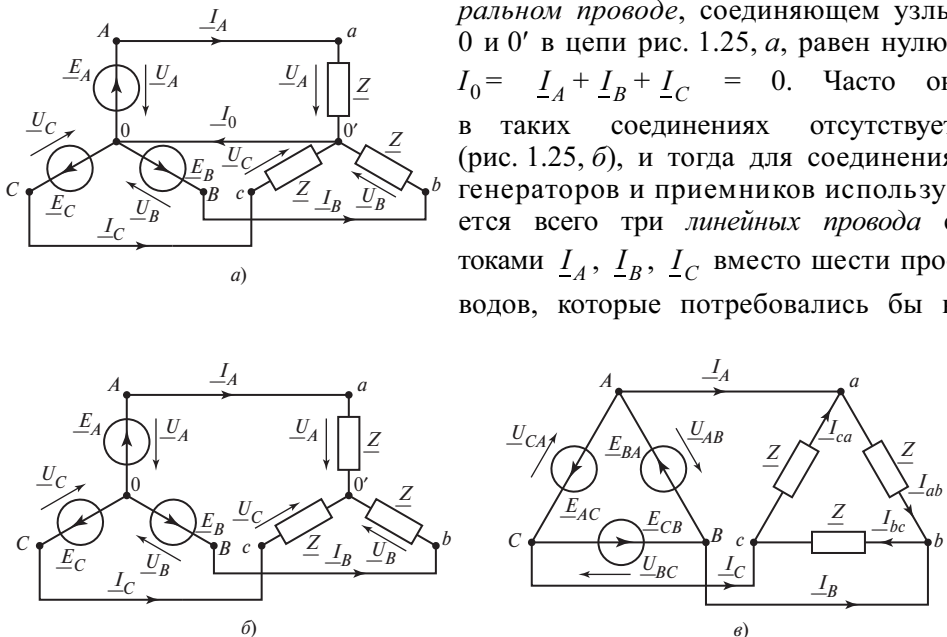


Рис. 1.25

случае использования трех не связанных между собой однофазных цепей. В этом еще одно достоинство трехфазных систем. При несимметрии токов в фазах по нейтральному проводу протекает ток I_0 , амплитуда которого обычно меньше амплитуды линейных токов $\underline{I}_A$, $\underline{I}_B$, $\underline{I}_C$. Поэтому сечение нейтрального провода выбирается меньшим сечения линейных проводов.

При соединении симметричного генератора треугольником (см. рис. 1.25, в) сумма фазных ЭДС равна нулю, поэтому при отсутствии линейных токов $\underline{I}_A$, $\underline{I}_B$, $\underline{I}_C$ (режим «холостого хода») токи в фазах генератора также отсутствуют. Заметим, что и в схеме на рис. 1.25, в для соединения генератора и нагрузки используются только три провода.

На рис. 1.26, а представлена векторная диаграмма токов и напряжений цепи, изображенной на рис. 1.25, а, в случае симметричности как системы ЭДС, так и нагрузки, а на рис. 1.26, б представлена подобная диаграмма для симметричной цепи рис. 1.25, в. Нагрузка считается активно-индуктивной (т.е. $0 \leq \varphi \leq \pi/2$). Из рассмотрения треугольника напряжений (рис. 1.26, а) следует, что линейные напряжения $U_{AB} = U_{BC} = U_{CA} = U_L$ связаны с фазными напряжениями $U_A = U_B = U_C = U_\phi$ соотношением $U_L = \sqrt{3} U_\phi$. Аналогично рассматривая треугольник токов (рис. 1.26, б), можно записать соотношение для связи линейных $I_A = I_B = I_C = I_L$ и фазных $I_{AB} = I_{BC} = I_{CA} = I_\phi$ токов: $I_L = \sqrt{3} I_\phi$. Принимая во внимание, что при соединении ветвей приемника звездой $U_\phi = U_L / \sqrt{3}$, $I_\phi = I_L$, а при соединении их треугольником $U_\phi = U_L$, $I_\phi = I_L / \sqrt{3}$, имеем для активной мощности приемника независимо от соединения $P = 3 U_\phi I_\phi \cos \varphi = \sqrt{3} U_L I_L \cos \varphi$.

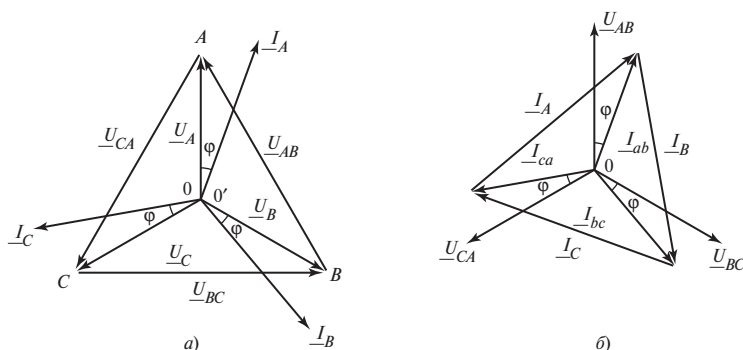


Рис. 1.26

Аналогично для полной и реактивной мощностей симметричного трехфазного приемника

$$Q = 3U_{\phi} I_{\phi} \sin \varphi = \sqrt{3} U_{\text{л}} I_{\text{л}} \sin \varphi;$$

$$S = 3U_{\phi} I_{\phi} = \sqrt{3} U_{\text{л}} I_{\text{л}}.$$

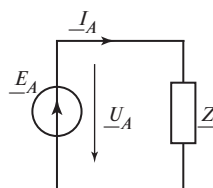


Рис. 1.27

При решении задачи анализа трехфазных цепей симметричными системами ЭДС (напряжений, токов) достаточно решить задачу анализа для одной фазы, например фазы A . Токи и напряжения других фаз B и C при этом получаются из токов и напряжений фазы A путем фазового сдвига на угол $0, \pm 2\pi/3$. Так, симметричной схеме рис. 1.25, $a, б$ можно сопоставить схему рис. 1.27 для фазы A .

Очевидно, что ток этой фазы равен $\underline{I}_A = \underline{E}_A / \underline{Z}$. Тогда $\underline{I}_B = \underline{I}_A e^{-j \frac{2\pi}{3}}$,

$$\underline{I}_C = \underline{I}_A e^{j \frac{2\pi}{3}}.$$

Рассмотренную выше симметричную трехфазную систему ЭДС (напряжений, токов) называют *симметричной системой прямой последовательности*. В ней фазные углы ЭДС (напряжений, токов) уменьшаются на $2\pi/3$ в порядке следования фаз A, B, C — так как это показано для ЭДС на рис. 1.28, a . Наряду с такой системой в электротехнике используют *симметричную систему обратной последовательности*, в которой фазные углы ЭДС (напряжений, токов) уменьшаются на $2\pi/3$ в порядке следования фаз A, C, B (см. рис. 1.28, $б$) и *симметричную систему ЭДС (напряжений, токов) нулевой последовательности*, в которой фазные углы ЭДС (напряжений, токов) совпадают. Очевидно, что анализ симметричных систем обратной и нулевой последовательностей также может быть сведен к задаче анализа одной фазы, например фазы A .

Для решения задачи анализа трехфазной цепи общего вида, т.е. такой цепи, в которой системы фазных ЭДС (напряжений, токов) не являются

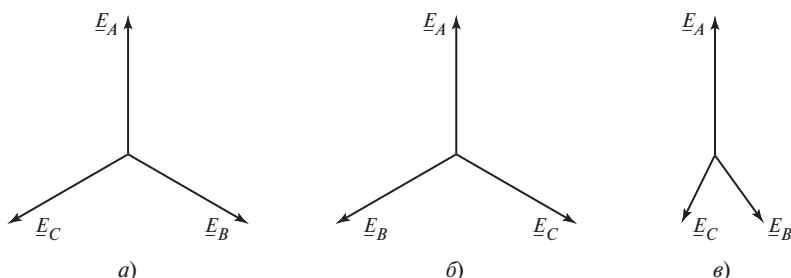


Рис. 1.28

симметричными системами, т.е. амплитуды этих ЭДС (напряжений, токов) не равны по значению и/или углы сдвига ЭДС (напряжений, токов) не одинаково равны 0, $\pm 2\pi/3$ (рис. 1.28, в), то такую трехфазную цепь можно рассмотреть просто как сложную цепь. В электротехнике, однако, расчет даже таких цепей сводят к расчету лишь одной их фазы — обычно фазы *A*. Это оказывается возможным при использовании *метода симметричных составляющих (метода Фортескью)*. Согласно этому методу любую несимметричную систему трехфазных ЭДС (напряжений, токов) представляют в виде суммы трех симметричных трехфазных систем ЭДС (напряжений, токов) соответственно прямой, обратной и нулевой последовательностей, расчет которых весьма прост и может быть проведен для одной фазы. Таким образом, понятие о симметричных трехфазных системах ЭДС (напряжений, токов) в электротехнике используют для описания процессов даже таких цепей, в которых реально подобные системы таких ЭДС (напряжений, токов) отсутствуют.

1.6. Электрические цепи несинусоидальных токов

В электротехнике считается, что генерацию и распределение электрической энергии лучше всего осуществлять на синусоидальных токах и напряжениях, передачу — на синусоидальных и постоянных токах и напряжениях, а для управления работой электроустановок применять разрывные функции токов и напряжений (типа «меандр», рис. 1.29, а). При этом в элементах преобразования синусоидальных токов и напряжений в постоянные и разрывные токи и напряжения, появляются токи и напряжения, описываемые кусочно-синусоидальными функциями (рис. 1.29, б).

На практике из-за изменения во времени параметров потребителей электроэнергии, воздействий на электрические цепи со стороны внешней среды, но главным образом, из-за использования в цепях нелинейных элементов реальные токи и напряжения цепей имеют гораздо более сложный вид. В качестве примера на рис. 1.29, в представлен характерный для практики вид искаженного синусоидального напряжения. Для анализа подобных несинусоидальных режимов цепей и оценки их качества необходим специальный математический аппарат, инвариантный к многообразию возможных форм токов и напряжений и удобный для проведения их расчетов. В электротехнике в качестве такого аппарата выбран фурье-анализ периодических функций. При этом периодические функции $f(\omega t)$ ЭДС, токов, напряжений представляют в виде ряда:

$$\begin{aligned} f(\omega t) &= A_0 + A_{1m} \sin(\omega t + \psi_1) + A_{2m} \sin(2\omega t + \psi_2) + \dots = \\ &= A_0 + \sum_{k=1}^{\infty} A_{km} \sin(k\omega t + \psi_k), \end{aligned}$$

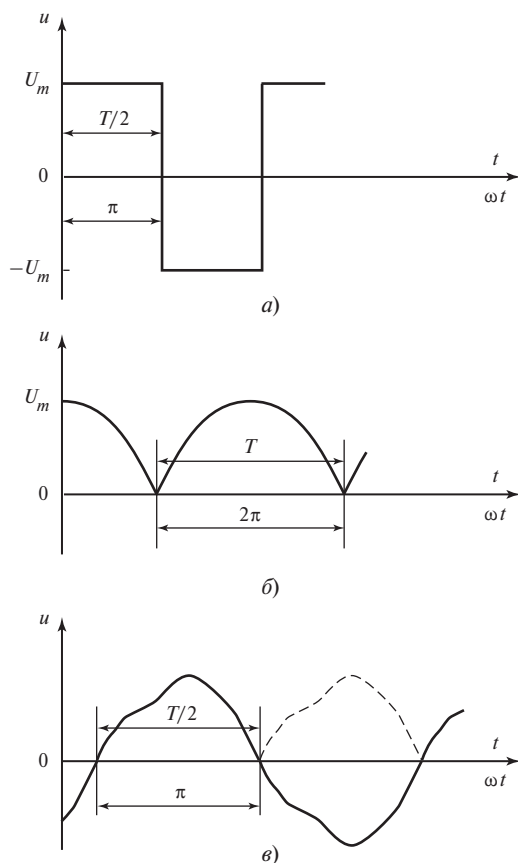


Рис. 1.29

в котором первый член A_0 называют *постоянной составляющей* или *нулевой гармоникой* функции $f(\omega t)$, второй член — $A_{1m} \sin(\omega t + \psi_1)$ — ее *основной* или *первой гармоникой*, а остальные члены ряда $A_{km} \sin(k\omega t + \psi_k)$, $k \geq 2$, — *высшими гармониками*. Величину $\omega = 2\pi/T$ называют *основной угловой частотой* (T — период функции $f(\omega t)$). Ряд может быть представлен и в иной форме:

$$f(\omega t) = A_0 + \sum_{k=1}^{\infty} B_{km} \sin(k\omega t) + \sum_{k=1}^{\infty} C_{km} \cos(k\omega t),$$

где $B_{km} = A_{km} \cos \psi_k$, $C_{km} = A_{km} \sin \psi_k$. Коэффициенты A_0 , B_{km} , C_{km} , A_{km} , для функции $f(\omega t)$, заданной аналитически, могут быть определены по

соответствующим справочникам рядов Фурье или в случае, когда она задана численно, рассчитаны по формулам:

$$A_0 = \frac{1}{2\pi} \int_{-\pi}^{\pi} f(\omega t) d(\omega t), \quad B_{km} = \frac{1}{\pi} \int_{-\pi}^{\pi} f(\omega t) \sin k\omega t d(\omega t),$$

$$C_{km} = \frac{1}{\pi} \int_{-\pi}^{\pi} f(\omega t) \cos k\omega t d(\omega t), \quad A_{km} = \sqrt{B_{km}^2 + C_{km}^2}, \quad \psi_k = \arctg \frac{C_{km}}{B_{km}}.$$

При наличии определенных видов симметрии функции $f(\omega t)$ некоторые из коэффициентов ее ряда Фурье обращаются в ноль, а сам ряд имеет более простой вид. Так, если рассматриваемая функция удовлетворяет условию $f(\omega t) = -f(\omega t + \pi)$, т.е. ее график, сдвинутый на полпериода (см. пункт на рис. 1.29, в) будет симметричен относительно оси абсцисс исходному графику, то ее ряд Фурье не будет содержать постоянной составляющей и четных гармоник

$$f(\omega t) = A_{1m} \sin(\omega t + \psi_1) + A_{3m} \sin(3\omega t + \psi_3) + \\ + A_{5m} \sin(5\omega t + \psi_5) + \dots$$

Если функция $f(\omega t)$ — четная [$f(\omega t) = f(-\omega t)$], т.е. ее график симметричен относительно оси ординат, то ее ряд не будет содержать синусов

$$f(\omega t) = A_0 + A_{1m} \cos(\omega t) + A_{2m} \cos(2\omega t) + A_{3m} \cos(3\omega t) + \dots$$

Например, ряд функции $u(\omega t)$, представленной на рис. 1.29, б имеет вид

$$u(\omega t) = \frac{4U_m}{\pi} \left[\frac{1}{2} + \frac{1}{1 \cdot 3} \cos(2\omega t) - \frac{1}{3 \cdot 5} \cos(4\omega t) + \dots \right].$$

Если же функция $f(\omega t)$ — нечетная [$f(\omega t) = -f(-\omega t)$], т.е. ее график симметричен относительно начала координат, то ее ряд не будет содержать косинусов и постоянной составляющей

$$f(\omega t) = A_{1m} \sin(\omega t) + A_{2m} \sin(2\omega t) + A_{3m} \sin(3\omega t) + \dots$$

Заметим, что функция $f(\omega t)$ может одновременно удовлетворять сразу двум из перечисленных выше условий. Так, ряд функции $u(\omega t)$, изображенной на рис. 1.29, а, удовлетворяющей условиям $u(\omega t) = -u(-\omega t)$ и $u(\omega t) = -u(\omega t + \pi)$, не содержит косинусов, постоянной составляющей и четных гармоник:

$$u(\omega t) = \frac{4U_m}{\pi} \left[\sin(\omega t) + \frac{1}{3} \sin(3\omega t) + \frac{1}{5} \sin(5\omega t) + \dots \right].$$

Заметим, что изображенная на рис. 1.29, а функция $u(\omega t)$ (меандр) разрывная, в то время как все члены ее ряда Фурье функции непрерывные. Для подобных функций имеет место явление *Гиббса*, когда в окрестностях точек разрыва ряд Фурье (правая часть последнего выражения) будет

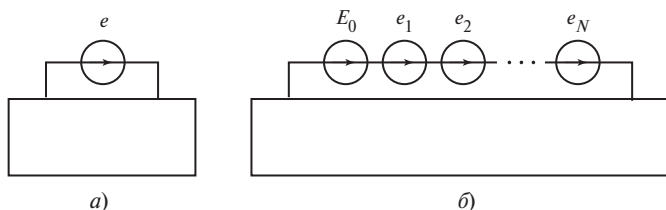


Рис. 1.30

численно несколько отличаться от исходной функции (левой части последнего выражения).

На практике для расчета несинусоидальных режимов используют не бесконечные, а усеченные ряды Фурье, ограничиваясь первыми их $(N + 1)$ -членами. При этом некоторую ЭДС (рис. 1.30, а) можно представить в виде последовательно соединенных $(N + 1)$ ЭДС (рис. 1.30, б):

$$e \approx E_0 + e_1 + e_2 + \dots + e_N,$$

где E_0 — постоянная, а e_j , $j = 1, 2, \dots, N$, — гармонические составляющие $e = e(\omega t)$.

При этом фурье-анализ несинусоидальных режимов цепей может быть сведен к выполнению трех этапов:

1. Функции всех ЭДС (источников тока) цепи заменяют усеченными рядами Фурье, а сами источники ЭДС (тока) — последовательно (параллельно) соединенными источниками постоянной (постоянного) и ряда гармонических ЭДС (источников тока).

2. Цепь рассчитывается отдельно по постоянной и каждой гармонической составляющей тока.

3. Результаты расчета суммируются согласно принципу наложения.

При выполнении второго этапа анализа можно гармонические составляющие токов и напряжений цепи рассчитывать с использованием комплексного (символического) метода. В этом случае следует учитывать различие значений индуктивных и емкостных сопротивлений на разных гармониках (см. табл. 1.1).

Пример 1.7. Рассчитаем ток i_1 в схеме рис. 1.10 с ЭДС $e = E_0 + E_{1m} \sin(\omega t + \psi_1) + E_{3m} \sin(3\omega t + \psi_3)$, для чего заменим схему рис. 1.10

Таблица 1.1

Элемент	Комплексное сопротивление на основной гармонике	Комплексное сопротивление на высших гармониках
Катушка	$j\omega L$	$jk\omega L$
Конденсатор	$\frac{1}{j\omega C}$	$\frac{1}{jk\omega C}$

тремя схемами (рис. 1.31, *а*—*в*), соответствующими нулевой, первой и третьей гармоникам ЭДС.

Расчет схемы рис. 1.31, *а* дает $I_0 = E_0/R$, схемы 1.31, *б* —

$$\underline{I}_{1(1)} = \frac{\underline{E}_1}{\underline{Z}_{(1)}}, \quad \underline{E}_1 = \frac{E_{1m}}{\sqrt{2}} e^{j\psi_1}, \quad \underline{Z}_{(1)} = R + \frac{j\omega L}{1 - \omega^2 LC} = Z_{(1)} e^{j\varphi_1},$$

схемы 1.31, *в* —

$$\underline{I}_{1(3)} = \frac{\underline{E}_3}{\underline{Z}_{(3)}}, \quad \underline{E}_3 = \frac{E_{3m}}{\sqrt{2}} e^{j\psi_3}, \quad \underline{Z}_{(3)} = R + \frac{j3\omega L}{1 - (3\omega)^2 LC} = Z_{(3)} e^{j\varphi_3},$$

где $\underline{Z}_{(1)}$ и $\underline{Z}_{(3)}$ — входные комплексные сопротивления цепи на первой и третьей гармонике. Окончательно, согласно принципу наложения, имеем

$$i_1 = I_0 + i_{1(1)} + i_{1(3)},$$

где $i_{1(1)} = \frac{E_{1m}}{Z_{(1)}} \sin(\omega t + \psi_1 - \varphi_1)$, $i_{1(3)} = \frac{E_{3m}}{Z_{(3)}} \sin(3\omega t + \psi_3 - \varphi_3)$.

В заключение отметим, что несинусоидальные периодические токи, напряжения, ЭДС также как и синусоидальные могут быть интегрально охарактеризованы действующими значениями. Под *действующими значениями* несинусоидальных токов, напряжений, ЭДС понимаются их среднеквадратичные значения за период

$$I = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i^2 dt}, \quad U = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T u^2 dt}, \quad E = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T e^2 dt}.$$

Можно показать, что действующее значение периодического несинусоидального тока, напряжения, ЭДС равно корню квадратному из суммы квадратов постоянной составляющей и действующих значений всех гармоник

$$I = \sqrt{I_0^2 + I_1^2 + I_2^2 + \dots}, \quad U = \sqrt{U_0^2 + U_1^2 + U_2^2 + \dots},$$

$$E = \sqrt{E_0^2 + E_1^2 + E_2^2 + \dots}.$$

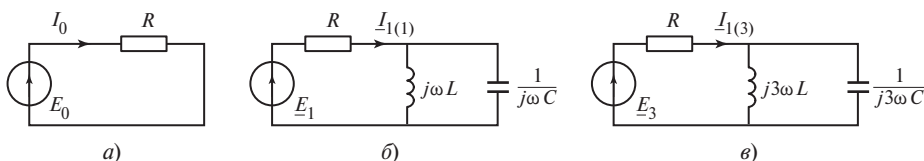


Рис. 1.31

1.7. Высшие гармоники в трехфазных цепях

В трехфазных цепях гармонический состав токов и напряжений имеет некоторые особенности, которые требуют специального рассмотрения.

Пусть фазные ЭДС симметричного трехфазного генератора $e_A = e(\omega t)$,

$e_B = e\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right)$, $e_C = e\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right)$ — периодические функции с периодом

$T = 2\pi$, отличные от синусоидальных. Электродвижущие силы реальных генераторов всегда отличны от синусоидальных функций, но в силу малости этого отличия картину идеализируют, полагая их синусоидальными по форме, что сильно упрощает последующий анализ процессов. Однако в случае, когда необходимо провести более точный анализ или в случае значительной несинусоидальности ЭДС, требуется оценить состав высших гармоник в трехфазных цепях.

В теории трехфазных систем принято выделять три симметричные системы гармонических ЭДС (см. § 1.5). В симметричной системе прямой последовательности фазные углы уменьшаются на $2\pi/3$ в порядке следования фаз A, B, C . В симметричной системе обратной последовательности фазные углы уменьшаются на $2\pi/3$ в порядке следования фаз A, C, B . В симметричной системе нулевой последовательности ЭДС совпадают по фазе. В рассматриваемой симметричной системе несинусоидальных ЭДС прямой последовательности функции e_A, e_B, e_C одинаковы по форме и уменьшаются на $2\pi/3$ в последовательности фаз A, B, C , где 2π — период собственно функции $e(\omega t)$ и ее первой гармоники. Так как период k -й гармоники в k раз меньше периода первой гармоники, то угол сдвига k -й гармоники в последующей фазе по отношению к предыдущей фазе равен $k \cdot 2\pi/3$. Таким образом, несмотря на то что рассматриваемая система ЭДС и ее первая гармоника образуют прямую последовательность, высшие гармоники ЭДС образуют все три симметричные системы ЭДС.

При этом все гармоники симметричной системы несинусоидальных ЭДС можно разбить на три группы, образующие системы прямой, обратной и нулевой последовательностей (согласно табл. 1.2).

Оценим теперь гармонический состав линейных напряжений обмоток генератора при разных способах их соединения.

Таблица 1.2

Симметричная система	Номера гармоник	Формулы для определения номера k гармоник
Прямой последовательности	1, 4, 7, 10, 13, 16, 19, 22, 25 ...	$\frac{k-1}{3} = n = 0, 1, \dots$
Обратной последовательности	2, 5, 8, 11, 14, 17, 20, 23, 26 ...	$\frac{k+1}{3} = n = 1, 2, \dots$
Нулевой последовательности	3, 6, 9, 12, 15, 18, 21, 24, 27 ...	$\frac{k}{3} = n = 1, 2, \dots$

Для всех гармоник как прямой, так и обратной последовательности сумма фазных ЭДС, соединенных треугольником (рис. 1.32), равна нулю и ток в контуре из обмоток генератора не возникает. Ток $i(t)$ вызывается суммарным действием всех гармоник номеров $3n$ (даже при отсутствии нагрузки генератора), образующих нулевые последовательности фаз. Этот ток вызывает падение напряжения на обмотках фаз генератора, чем компенсирует суммарную ЭДС этих гармоник. Поэтому на внешних выводах обмоток, т.е. в линейных напряжениях, этих гармоник (3, 6, 9, 12, ...) нет. Заметим, что если генератор устроен симметрично и ЭДС его фаз симметрична относительно оси абсцисс [т.е. если $e(\omega t + \pi) = -e(\omega t)$], то в гармоническом составе ЭДС нет и четных гармоник (см. § 1.6). Поэтому линейное напряжение в этом случае может содержать только гармоники с номерами $k = 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23, 25, \dots$

При симметрии фазных ЭДС, соединенных в звезду (рис. 1.33), в линейных напряжениях отсутствуют гармоники порядка $3n$. Эти гармоники присутствуют в фазных напряжениях, но поскольку линейные напряжения равны разности фазных напряжений, то в данном случае она равна нулю, так как эти гармоники образуют систему нулевой последовательности. Нет в линейных напряжениях и четных гармоник по тем же причинам, что и у напряжений генератора, обмотки которого соединены в треугольник (см. выше). Таким образом, в линейных напряжениях могут присутствовать только гармоники с номерами $k = 1, 5, 7, 11, \dots$

Интересно, что соотношение $U_{\text{л}} = \sqrt{3} U_{\text{ф}}$, справедливое для симметричных систем прямой и обратной последовательностей, здесь нарушается. Дело в том, что гармонический состав линейных и фазных напряжений разный, и если для гармоник номеров, отличных от $3n$, это соотношение выдерживается, то с учетом сказанного имеем

$$\frac{U_{\text{л}}}{U_{\text{ф}}} = \frac{\sqrt{3} \sqrt{U_1^2 + 0 + U_5^2 + U_7^2 + 0 + U_{11}^2 + \dots}}{\sqrt{U_1^2 + U_3^2 + U_5^2 + U_7^2 + U_9^2 + U_{11}^2 + \dots}} < \sqrt{3}.$$

Несколько слов о влиянии нейтрального провода. В случае его отсутствия в линейных токах и токах приемника нет гармоник с номером $3n$, т.е.

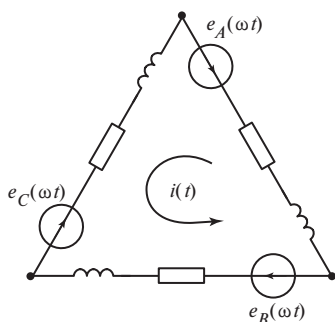


Рис. 1.32

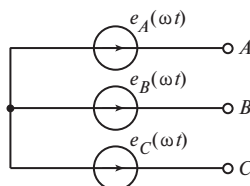


Рис. 1.33

гармоник, образующих нулевую последовательность фаз, так как их нет в линейных напряжениях. Следовательно, нет этих гармоник и в фазных напряжениях приемника, даже если он соединен звездой. В последнем случае между нейтралью трансформатора и нейтралью генератора появляется напряжение тройной частоты, которое может достигать очень больших значений, опасных для персонала. Наличие нейтрального провода избавляет от этой опасности, поскольку для токов нулевой последовательности появляется путь нейтральный провод—линейные провода. Заметим, что при наличии обмотки генератора или трансформатора, соединенной треугольником, гармоники порядка $3n$ удастся погасить в обмотках этих треугольников.

1.8. Мощности в цепях несинусоидальных токов

Активная мощность некоторого двухполюсника с периодическими несинусоидальными током $i = I_0 + i_1 + i_2 + \dots$ и напряжением $u = U_0 + u_1 + u_2 + \dots$ определяется как средняя мгновенная мощность $p = ui$ за период $P = \frac{1}{T} \int_0^T ui \, dt$.

Можно показать, что

$$P = P_0 + P_1 + P_2 + \dots = U_0 I_0 + U_1 I_1 \cos \varphi_1 + U_2 I_2 \cos \varphi_2 + \dots,$$

где P_0 — мощность двухполюсника при постоянных токе I_0 и напряжении U_0 ; P_1 — активная мощность двухполюсника на основной гармонике; P_k , $k = 2, 3, \dots$ — активная мощность двухполюсника на высших гармониках. Последнее выражение носит название *равенства Парсевалья*.

По аналогии с цепями синусоидальных токов для цепей несинусоидальных токов также можно ввести понятие полной мощности $S = UI$, U и I — действующие напряжение и ток двухполюсника. При этом $P \leq S$. Равенство $P = S$ возможно только в случае, когда двухполюсник носит чисто резистивный характер, т.е. на всех гармониках углы сдвига тока и напряжения равны нулю, т.е. $\varphi_1 = \varphi_2 = \dots = 0$.

Важной характеристикой цепей несинусоидальных токов является коэффициент мощности, определяемый как отношение активной мощности к полной мощности:

$$\lambda = \frac{P}{UI} = \frac{\sum_{k=1}^{\infty} P_k}{\sqrt{\sum_{k=1}^{\infty} U_k^2 \sum_{k=1}^{\infty} I_k^2}}.$$

Из сказанного выше ясно, что $\lambda \leq 1$. Заметим, что если ток и напряжение синусоидальны, то коэффициент мощности совпадает с косинусом сдвига фаз этих синусоидальных величин ($\lambda = \cos \varphi$). Отсюда ясно, что

наличие высших гармоник приводит к снижению коэффициента мощности двухполюсника по отношению к случаю, когда они отсутствуют (при равенстве действующих токов и напряжений) и является нежелательным.

Гораздо сложнее дело обстоит с определением реактивной мощности для цепей несинусоидальных токов. Единого определения такой мощности нет, но в электроэнергетике обычно пользуются определением, впервые введенном К. Будяну в 1929 г. Согласно этому определению под реактивной мощностью принимают сумму реактивных мощностей отдельных гармонических составляющих:

$$Q = Q_1 + Q_2 + Q_3 + \dots = U_1 I_1 \sin \varphi_1 + U_2 I_2 \sin \varphi_2 + U_3 I_3 \sin \varphi_3 + \dots$$

В передачах электроэнергии наличие высших гармоник жестко ограничивается, вследствие чего часто полагают

$$Q \approx Q_1 = U_1 I_1 \sin \varphi_1,$$

т.е. реактивную мощность цепи несинусоидального тока определяют как реактивную мощность ее основной гармоники. Следует, однако, отметить,

что введенные определения $Q = \sum_{i=1}^{\infty} Q_i$ и $Q = Q_1$ не обеспечивают баланса

квадратов активных, реактивных и полных мощностей (т.е. $P^2 + Q^2 \neq S^2$), который имел место в цепях синусоидальных токов. Это послужило причиной использования еще одного понятия, к которому ранее прибегали весьма часто, а именно понятия мощности искажения

$D = \sqrt{S^2 - P^2 - Q^2}$. В преобразовательной технике, где токи и напряжения часто существенно отличаются от синусоидальных, мощности искажения весьма велики и вместо мощности по Будяну пользуются иными понятиями реактивной мощности. Особенно часто прибегают к понятию так называемой реактивной мощности по С. Фризе (1932), для которой баланс квадратов мощностей соблюдается, и квадрат реактивной мощности определяется $Q^2 = S^2 - P^2$.

Материал данной главы знакомит читателя с некоторыми фундаментальными понятиями ТОЭ, процессами и явлениями, изучаемыми в этой дисциплине, а также дает представление об используемых в ней методах их исследования. При этом рассмотренные здесь вопросы представляют читателю именно те сведения из дисциплины ТОЭ, без знания которых невозможно полноценное восприятие материала остальных глав книги.

Контрольные вопросы

1. Что такое электромагнитное поле и в чем состоит особенность физических проявлений двух его сторон — электрического и магнитного полей?
2. Почему в электроэнергетике и электротехнике при исследовании электромагнитных полей рассматривают только их энергии и силовые проявления, но не массы?
3. Что такое электрическое напряжение и в чем состоит отличие этого понятия от понятия электрического потенциала?

4. В каких областях пространства действуют электродвижущие силы; какие физические процессы происходят в этих областях?
5. Как классифицируются применяемые в электроэнергетике и электротехнике вещества по их электрическим свойствам?
6. Что такое электрическая цепь; из каких основных элементов она состоит; в каких из этих элементов электромагнитная энергия генерируется, в каких запасается и в каких выделяется в виде теплоты?
7. При каком условии конденсатор (см. рис. 1.8) — элемент, нарушающий гальваническую связь других элементов электрической цепи, не препятствует возникновению в ней электрического тока?
8. Что такое схема электрической цепи?
9. Сформулируйте законы Кирхгофа и Ома. Запишите компонентные уравнения источников ЭДС и тока, резистора, конденсатора и индуктивной катушки. Сформулируйте задачу анализа цепи.
10. Сформулируйте закон сохранения энергии в электрической цепи.
11. Какие цепи называются линейными цепями; какой принцип может быть использован для их расчета?
12. Как определяется эквивалентное сопротивление R_0 двух последовательно или параллельно соединенных резисторов с сопротивлениями R_1 и R_2 ; чему равно R_0 при $R_1 = R_2 = R$?
13. Опишите методику расчета резистивной цепи по методу эквивалентного генератора.
14. Какие электромагнитные процессы в электрических цепях называются переходными процессами?
15. Какой вид имеют токи и напряжения элементов цепи в синусоидальных режимах; что такое мгновенные, амплитудные и действующие значения этих токов и напряжений?
16. В чем суть комплексного метода расчета синусоидальных режимов электрических цепей; что такое комплексные амплитуды и комплексные действующие значения этих токов и напряжений; как определяется комплексное сопротивление пассивных двух-полусников?
17. В каком случае говорят о резонансе в цепях синусоидального тока; в чем отличие резонанса токов от резонанса напряжений?
18. Найдите значение токов и напряжений элементов цепи рис. 1.10 в установившемся режиме, если $e = E_m \sin \omega t$, $\omega L = 1/(\omega C)$, объясните, какое явление определяет последнее условие.
19. Дайте определение активной, реактивной, комплексной и полной мощностей двухполусников в цепи синусоидального тока. Сформулируйте теоремы Телледжена и Ланжевена.
20. Какие цепи называются трехфазными; в чем состоит их преимущество по сравнению с однофазными цепями; что такое фазные и линейные токи и напряжения трехфазных цепей и каковы соотношения этих токов и напряжений в цепях с соединением элементов треугольником и звездой?
21. Объясните зависимость гармонического состава периодического тока (напряжения) от вида симметрии его графика.
22. Какова связь действующего значения периодического тока (напряжения) с действующими значениями его гармоник?
23. Почему в трехфазных цепях, генераторы и нагрузки которых соединены в звезду, напряжение $U_L < U_\phi$ при наличии высших гармоник?
24. Как определяются активная, полная и реактивная мощности для цепей несинусоидальных токов?
25. Чему равен коэффициент мощности для цепей синусоидальных и несинусоидальных токов?

Литература для самостоятельного изучения

- 1.1. **Теоретические основы электротехники:** в 3 томах. Т. 1 / К.С. Демирчян, Л.Р. Нейман, Н.В. Коровкин, В.Л. Чечурин. СПб.: Питер, 2003.
- 1.2. **Основы теории цепей** / Г.В. Зевеке, П.А. Ионкин, А.В. Нетушил, С.В. Страхов. М.: Энергоатомиздат, 1989.

Глава вторая

КРАТКАЯ ИСТОРИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

Содержание

- 2.1. Введение
- 2.2. Развитие электроэнергетики России
- 2.3. Электроэнергетические системы
- 2.4. Электрические сети
- Контрольные вопросы
- Литература для самостоятельного изучения

2.1. Введение

От первых опытов по электричеству до начала его широкого практического применения в 70—80-х годах XIX в. прошло более 300 лет.

Первые электрические установки были постоянного тока и применялись в телеграфии, освещении, гальванотехнике и минном деле. Они использовали электрохимические источники (например, медно-цинковые батареи) и имели значительные ограничения по мощности.

С разработкой электромашинных источников (генераторов) появились первые электростанции (блок-станции) для питания, в основном, электрического освещения, а также дополнительно — вентиляторов, насосов и подъемников.

Генераторы этих электростанций приводились во вращение поршневыми паровыми машинами, радиус электроснабжения — до 1—1,5 км на постоянном токе. Выдержав конкуренцию с газовыми компаниями, эти станции быстро развивались (в первую очередь, в крупных городах — Париже, Нью-Йорке, Петербурге и др.).

В 90-х годах XIX в. с разработкой трехфазного синхронного генератора, трансформаторов и асинхронного двигателя начался переход на трехфазный переменный ток.

Первый опыт (1891 г.): электропередача Лауфен—Франкфурт (протяженность 170 км, напряжение 28,3 кВ, передаваемая мощность 220 кВт).

В конце XIX в. напряжение электропередач достигло 150 кВ. Электроэнергия быстрыми темпами стала завоевывать ведущие позиции в промышленности, транспорте, быту.

В настоящее время практически повсеместно используются трехфазные системы переменного тока частотой 50 и 60 Гц.

Преимущества электроэнергии:

производство (в основном, преобразование механической энергии в электрическую) — разнообразие используемых ресурсов [гидроэлектростанций (ГЭС), тепловых электростанций (ТЭС), атомных электростанций (АЭС)], возможности концентрации мощностей и управления их размещением;

передача — возможность надежной и экономичной передачи электроэнергии на большие расстояния;

распределение — простота канализации электроэнергии потребителям независимо от их мощности;

потребление — простота и экономичность преобразования электроэнергии в другие виды энергии (механическую, тепловую, световую), а также существование ряда высокоэффективных электротехнических технологий — электролиз, гальванотехника.

2.2. Развитие электроэнергетики России

В первые годы развития электроэнергетики России все электростанции работали раздельно. Даже электростанции, расположенные в крупных городах (Петербурге, Москве), работали на собственные, не связанные между собой, электрические сети, нередко выполненные на различные системы тока — постоянный, однофазный переменный, трехфазный переменный, при различных частотах (20; 40; 42,5; 50 Гц) и различных напряжениях.

В 1913 г. в России было всего 109 км воздушных электрических сетей напряжением выше 10 кВ.

В 1912 г. в 70 км от Москвы на торфяных болотах было начато строительство первой районной электростанции «Электропередача»; была также построена линия электропередачи напряжением 70 кВ длиной около 70 км до Измайловской подстанции.

Развитие электрических сетей, разрушенных в годы Гражданской войны, началось примерно с 1920 г. в соответствии с планом ГОЭЛРО. Этим планом была предусмотрена централизация электроснабжения всего народного хозяйства путем строительства крупных электростанций и электрических сетей и последовательного объединения электростанций в районные и межрайонные энергетические системы. Уже в те годы для специалистов было ясно, что объединение электростанций в энергетические системы сулит несомненные преимущества. К основным преимуществам такого объединения следует отнести:

наилучшее использование установленной мощности агрегатов электростанций, повышение их экономической эффективности в целом;

снижение суммарного максимума нагрузки объединяемых систем;

уменьшение суммарного необходимого резерва мощности;

облегчение работы системы при авариях и ремонтах;

увеличение единичной мощности агрегатов, устанавливаемых на электростанциях и подстанциях.

В 1922 г. была введена первая очередь Каширской ГРЭС мощностью 12 МВт с первой линией электропередачи 110 кВ до Кожуховской подстанции в Москве, а в 1925 г. были введены в действие первая очередь Шатурской ГРЭС мощностью 32 МВт и двухцепная линия 110 кВ Шатурская ГРЭС — Москва, доведенная до центра города, а затем до Карачаровской и Кожуховской подстанций. Это было, по существу, начало создания Московского кольца напряжением 110 кВ. К этому кольцу по радиальным линиям присоединялись другие районные электростанции.

В 1926 г. была пущена Волховская ГЭС мощностью 56 МВт, которая двумя линиями 110 кВ протяженностью 130 км была соединена с Северной подстанцией Ленинграда. В том же году была пущена линия 110 кВ от Горьковской ГРЭС до г. Горького. Так, уже к 1929 г. протяженность электрических сетей напряжением выше 10 кВ увеличилась до 2032 км, соответственно увеличилась и мощность понизительных подстанций.

Развитие электрических сетей, появление сравнительно протяженных линий электропередачи, объединение на параллельную работу ряда электростанций потребовали развития научных исследований в области передачи и распределения электрической энергии. В Москве создается Государственный экспериментальный электротехнический институт (ГЭЭИ), который впоследствии был переименован во Всесоюзный электротехнический институт (ВЭИ). Здесь изучались процессы, происходящие в электропередачах высокого и сверхвысокого напряжений, проводились исследования по вопросам создания соответствующей высоковольтной аппаратуры.

Теоретические и экспериментальные исследования проблем, связанных с передачей и распределением электроэнергии, проводились в Ленинградском политехническом институте, Московском высшем техническом училище и ряде других высших учебных заведений.

Уже в конце 20-х годов XX в. научно-исследовательские и проектные организации, заводы начинают создавать отечественное электротехническое оборудование. В это же время была принята единая шкала номинальных напряжений: 3, 6, 10, 35, 110 кВ; предполагалось в дальнейшем применение напряжений 220 и 380 кВ.

В 1926 г. была создана диспетчерская служба в Московской энергосистеме, а впоследствии аналогичные службы были созданы в Ленэнерго, Уралэнерго и других энергосистемах.

Для 30-х годов XX в. характерно стремительное увеличение темпов электрификации, развития электроэнергетического хозяйства. Значительно уплотнился график электрической нагрузки; годовое число часов использования мощности всех электростанций в 1940 г. возросло до 4650 против 2720 в 1928 г., а для районных электростанций этот же показатель возрос с 3260 до 5481 ч в год. За этот период изменился характер электростанций — заметно увеличилась единичная мощность агрегатов, увеличился удельный вес электростанций, построенных у источников топлива, увеличилась доля гидроэлектростанций в выработке электроэнергии. Это

в свою очередь привело к необходимости передачи электроэнергии на дальние расстояния, что, естественно, требовало повышения напряжения. Последнее обусловило значительное развитие электрических сетей для передачи и распределения электроэнергии.

Так, например, мощность Московской энергосистемы к 1935 г. достигла 900 МВт с длиной электрических сетей 110 кВ 1900 км; мощность Уральской энергосистемы, протянувшейся на 1000 км от Соликамска до Магнитогорска, достигла 650 МВт.

Напряжение 220 кВ впервые было применено в Ленинградской энергосистеме, где в 1933 г. была построена электропередача протяженностью 240 км Нижне-Свирская ГЭС — Ленинград. Впоследствии это напряжение было применено и в других энергосистемах, а также при сооружении линий межсистемных связей.

Рост мощностей и дальности передачи электроэнергии, необходимость повышения надежности электроснабжения потребовали решения ряда новых технических проблем. Особо важное значение при возрастающей дальности передачи электроэнергии получили вопросы разработки методов расчетов устойчивости параллельной работы электростанций и способов обеспечения устойчивости. На основе глубокого изучения переходных процессов в электрических системах были изучены вопросы аварийного регулирования турбин, исследованы возможности повышения мощности и дальности передачи при помощи автоматического регулирования возбуждения синхронных машин; был создан электронный регулятор напряжения.

Во второй половине 30-х годов XX в. уже велась разработка вопросов, связанных с возможностью передачи электроэнергии от будущей Куйбышевской ГЭС в район Москвы на напряжении 380—400 кВ; в Ленинграде в Ленинградском энергофизическом институте была построена опытная трехфазная линия 500 кВ, на которой проводились исследования на дальнюю перспективу — использование более высоких напряжений для передачи электроэнергии.

В годы Великой Отечественной войны энергосистемам и электрическим сетям, оказавшимся в зоне военных действий, был нанесен огромный ущерб — было разрушено более 10 тыс. км линий электропередачи напряжением более 10 кВ. Но уже в конце 1941 г. начались восстановительные работы, и в 1945 г. общая протяженность электрических сетей превысила довоенный уровень. В 1946—1950 гг. происходит объединение энергетических систем Центра. Для координации и управления объединенными энергосистемами и регулирования перетоков мощности было создано объединенное диспетчерское управление (ОДУ) Центра, которое в 1959 г. было реорганизовано в объединенное диспетчерское управление Единой энергетической системы (ОДУ ЕЭС). Мощность объединенной энергетической системы (ОЭС) Центра, в состав которой входили Мос-

ковская, Ярославская, Ивановская и Горьковская энергосистемы, достигла в 1959 г. 2183 МВт.

Наибольшее развитие энергосистем и их объединение происходят в 50-х годах XX в. в результате сооружения мощных электростанций на р. Волге, Каме и строительства первых линий электропередачи 400 кВ, переведенных впоследствии на напряжение 500 кВ. В связи с большим ростом уровня энергетики оказалось целесообразным строительство крупных тепловых электростанций с агрегатами большой единичной мощности, что создало необходимые условия для построения крупных объединенных энергосистем.

Необходимость создания дальних линий электропередачи напряжением 500 кВ и протяженностью более 1000 км потребовала решения новых сложных технических проблем и проведения большого объема научно-исследовательских работ. Особенно большое значение для линий электропередачи этого класса напряжений имели вопросы обеспечения устойчивости параллельной работы, защиты от перенапряжений, короны, надежной работы автоматики и релейной защиты. И эти проблемы решались усилиями ученых и инженеров многих научно-исследовательских институтов, проектных организаций, высших учебных заведений. Были разработаны системы автоматического регулирования возбуждения синхронных генераторов с регуляторами «сильного действия». В целях снижения индуктивного сопротивления линии для повышения натуральной мощности электропередач и улучшения условий устойчивости разрабатывались вопросы оптимального расщепления проводов каждой фазы, что одновременно позволило снизить потери на корону. Для повышения пропускной способности электропередачи были разработаны вопросы применения продольной емкостной компенсации, осуществляемой включением в линию батарей конденсаторов. Общая протяженность линий электропередачи 500 кВ к концу 1970 г. составила около 14 тыс. км.

Сооружение крупных электростанций, объединение энергосистем требовали еще большей пропускной способности, чем пропускная способность линий 500 кВ. В связи с этим в ряде ведущих промышленно развитых стран (СССР, США, Канаде) велись интенсивные работы по дальнейшему повышению пропускной способности электропередач и связанному с этим повышению их напряжения.

В 1967 г. была введена в эксплуатацию первая опытно-промышленная электропередача 750 кВ Конаковская ГРЭС — Москва протяженностью 90 км, а уже к 1985 г. протяженность линий электропередачи этого напряжения составила более 6 тыс. км.

Рост мощностей электростанций: тепловых и атомных — до 4 млн кВт, гидроэлектростанций — до 6 млн кВт, увеличение дальности передачи электроэнергии потребовали внедрения линий электропередачи нового

класса напряжений переменного тока — 1150 кВ, а также строительства линий электропередачи постоянного тока напряжением 1500 кВ.

Первые линии электропередачи новой ступени напряжения переменного тока 1150 кВ были введены в 1985 г. на участках Экибастузская ГРЭС — Кокчетав — Кустанай.

В результате в СССР сложились две шкалы номинальных напряжений воздушных линий электропередачи — 110—150—330—750 кВ и 110—220—500—1150 кВ. Каждая последующая ступень в этих шкалах превышает предыдущую примерно в 2 раза, что позволяет повысить пропускную способность линий примерно в 4 раза.

Следует отметить, что повышение номинального напряжения линий электропередачи имеет и экономические преимущества, так как при этом резко снижается удельная (на 1 км) себестоимость передачи электроэнергии и сужается коридор, отводимый под прокладку трасс электропередач. Первая шкала напряжений получила распространение в северо-западных областях России, на Украине и на Северном Кавказе, вторая — в центральных областях и на всей территории России к востоку от Москвы.

В настоящее время линии 110 — 150 — 220 кВ используются, главным образом, в районных распределительных сетях для передачи электроэнергии к крупным узлам нагрузки. Электропередачи 330—500—750 кВ, по которым может быть передана мощность от 350 до 5000 МВт, решают задачи системного характера. Они используются для создания мощных межсистемных и внутрисистемных связей, передачи электроэнергии от удаленных электростанций, например атомных, в приемные системы.

Рост пропускной способности и номинального напряжения электропередач давался нелегко. Каждый последующий шаг требовал решения сложных научно-технических задач, и их сложность возрастала по мере роста напряжения линий. К числу основных проблем, требовавших решения, можно отнести следующие:

- потери мощности и энергии на корону, а также радиопомехи, излучаемые линиями;

- изоляция и ограничения перенапряжений;

- большие сечения проводов при больших передаваемых мощностях;

- компенсация зарядной мощности линий;

- увеличение токов коротких замыканий в связываемых системах;

- повышение пропускной способности электропередач и устойчивости параллельной работы электростанций;

- экология, что связано с возрастанием напряженности электрического поля под линиями и его отрицательным воздействием на живые организмы;

- разработка коммутационной аппаратуры и многие другие.

В 1994 г. в основном завершился процесс разгосударствления предприятий топливно-энергетического комплекса. При этом государственные предприятия и организации изменили форму собственности и были преобразованы в акционерные общества.

В электроэнергетике было создано Российское акционерное общество энергетики и электрификации (РАО «ЕЭС России»), в уставной капитал которого переданы в качестве государственного вклада:

основные системообразующие линии электропередачи, образующие единую энергетическую систему России;

средства управления режимами электроэнергетических систем;

51 % акций крупнейших электростанций;

49 % акций каждого регионального акционерного общества энергетики;

научно-исследовательские и проектные организации отрасли.

В перспективе до 2010 г. наряду с разработкой программы по высокоэффективному производству электроэнергии «Энергетическая стратегия России» предусмотрена разработка столь же эффективных систем ее передачи, распределения и использования. В решении этих задач исключительно велика роль разработок в области электрофизики, обеспечивающих в первую очередь:

создание линий электропередачи сверх- и ультравысокого напряжения и принципиально нового оборудования для них;

разработку теории предельного состояния электрических генераторов;

создание новых силовых преобразовательных устройств, полупроводниковых приборов для коммутации токов мегаамперного диапазона.

Решение этих задач должно сочетаться с углубленным анализом вопросов развития, функционирования, устойчивости и надежности Единой энергетической системы России, ее связей с электроэнергетическими системами других стран, в первую очередь стран СНГ.

2.3. Электроэнергетические системы

Современное электроснабжение промышленных, коммунальных и других потребителей электроэнергии производится от электростанций, которые могут находиться вблизи потребителей или могут быть удалены от них на значительные расстояния. И в том, и в другом случае передача электроэнергии от электростанции к потребителю осуществляется по электрическим линиям. Однако, когда потребители удалены от электростанции, передачу электроэнергии приходится осуществлять на повышенном напряжении. Тогда между электростанцией и потребителями необходимо сооружать повышающие и понижающие подстанции.

Часто источники энергии (бассейны топлива, водные бассейны) расположены на значительном расстоянии от крупных заводов, населенных пунктов и других центров потребления. Передача топлива может быть произведена по газопроводам и нефтепроводам, перевозка высококачественных углей — по железным дорогам. Передача тепловой энергии возможна по специальным трубопроводам. Но во многих случаях перевозка топлива, например угля, может быть нерентабельной; более выгодными оказываются сооружение электростанций вблизи бассейна топлива

и передача электроэнергии по линиям сети. Это особенно существенно в условиях России, где большая часть наиболее экономичных топливно-энергетических ресурсов находится в азиатской части страны, а основная часть потребителей электроэнергии в настоящее время сосредоточена в центральной части, на юге, западе и Урале. В связи с этим возникает необходимость переброски на большие расстояния значительных потоков электроэнергии. Это требует строительства мощных линий электропередачи высокого напряжения.

В этом отношении исключение могут представлять лишь отдельные промышленные электростанции небольшой мощности либо теплоэлектростанции (ТЭЦ). Последние располагаются вблизи потребителей, так как передача пара и горячей воды может быть осуществлена на расстояние не более нескольких километров.

Электростанции при помощи электрических линий (через подстанции) связывают друг с другом для параллельной работы на общую нагрузку. Такая совокупность электростанций, подстанций и приемников электроэнергии, связанных между собой линиями электропередачи, называется *энергетической системой*.

При этом получаются существенные технико-экономические преимущества:

1) возможность увеличения единичной мощности генераторов и электростанций. Это снижает стоимость 1 кВт установленной мощности, позволяет резко повысить производительность электромашиностроительных заводов при тех же производственных площадях и трудовых затратах;

2) значительное повышение надежности электроснабжения потребителей;

3) повышение экономичности работы различных типов электростанций, при этом обеспечиваются наиболее эффективное использование мощности ГЭС и более экономичные режимы работы ТЭС;

4) снижение необходимой резервной мощности на электростанциях.

В соответствии с действующими «Правилами устройства электроустановок»:

энергетической системой (энергосистемой) называется совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электрической и тепловой энергии при общем управлении этим режимом;

электроэнергетической системой (ЭЭС) называется электрическая часть энергосистемы и питающиеся от нее приемники электроэнергии, объединенные общностью процесса производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии.

Преимущества электроэнергетических систем столь велики, что в 1974 г. лишь менее 3 % всего количества электроэнергии было выработано отдельно работавшими электростанциями. Мощность электроэнер-

гетических систем непрерывно возрастает. Из районных электроэнергетических систем создаются мощные объединенные энергосистемы.

Энергетическое производство, и в особенности производство электроэнергии, обладает рядом особенностей, резко отличающих его от других отраслей промышленности. *Первая и важнейшая особенность* электроэнергетической системы заключается в том, что производство электроэнергии, ее распределение и преобразование в другие виды энергии осуществляются практически в один и тот же момент времени. Другими словами, электроэнергия нигде не аккумулируется*. Именно эта особенность превращает всю сложную электроэнергетическую систему, отдельные звенья которой могут быть географически удалены на многие сотни километров, в единый механизм и приводит к тому, что все элементы системы взаимно связаны и взаимодействуют. Энергия, произведенная в системе, равна энергии, потребленной в ней. Это равенство справедливо для любого короткого промежутка времени, т.е. между мощностями энергосистемы имеется точный баланс.

Таким образом, одновременность процессов производства, распределения и преобразования электроэнергии превращает электроэнергетическую систему в единое целое.

Вторая особенность электроэнергетической системы — это относительная быстрота протекания в ней переходных процессов. Волновые процессы совершаются в тысячные или даже миллионные доли секунды; процессы, связанные с короткими замыканиями, включениями и отключениями, качаниями, нарушениями устойчивости, совершаются в течение долей секунды или нескольких секунд.

Третья особенность электроэнергетической системы заключается в том, что она тесно связана со всеми отраслями промышленности, связью, транспортом и т.п. Эта связь осуществляется гигантской совокупностью разнообразнейших приемников электрической системы, получающей питание электроэнергией от современной энергетической системы. Эта особенность энергетической системы резко повышает актуальность обеспечения надежности работы энергосистемы и требует создания достаточного резерва мощности во всех ее элементах.

Все указанные выше моменты особенно характерны для электроэнергетической системы, т.е. для системы, производящей, распределяющей и преобразующей электроэнергию.

Если обратиться к процессам производства, распределения и потребления тепловой энергии, то указанные выше особенности в известной мере будут иметь меньшее значение.

* В последние годы все более широкое развитие получают накопители электроэнергии, предназначенные для выравнивания графиков нагрузки, улучшения устойчивости работы электроэнергетической системы, однако их влияние на работу системы в целом практически незначительно.

В тепловых установках имеется, хотя и очень небольшая, способность аккумуляции (паровые котлы, бойлеры, отопительные приборы и т.п.), имеются даже специальные тепловые аккумуляторы. Следовательно, процессы в отдельных звеньях тепловой энергетической системы (котлы, бойлеры, теплопередачи, приемники тепловой энергии) не так жестко взаимосвязаны, как в электроэнергетической системе. Так, например, прекращение подачи пара в бойлеры теплофикационных станций не вызовет мгновенного изменения режима работы отопительных приборов в тепловой сети. Все же аккумулирующая способность элементов теплоэнергетической системы невелика, и взаимосвязь отдельных элементов играет существенную роль.

Большинство переходных процессов совершается в тепловых системах значительно медленнее, чем в электрических, хотя гидравлические переходные процессы могут все же быть достаточно быстрыми.

Наконец, тепловая энергосистема имеет более ограниченную связь с отраслями народного хозяйства по сравнению с электрической системой.

Так как в современных энергетических системах производство тепловой энергии, как правило, комбинируется с производством электроэнергии, то все сказанное об особенностях электроэнергетической системы применимо к любой энергетической системе.

Остановимся на некоторых важных обстоятельствах, вытекающих из указанных выше особенностей энергетических систем.

Первая особенность. Одновременность процессов производства, распределения и потребления электроэнергии приводит к тому, что выработка электроэнергии жестко определяется ее потреблением. Заметим, что преобразование и передача энергии происходят во всех элементах системы с потерями энергии и, следовательно, потребление энергии должно учитывать не только полезное потребление, но и потери энергии в элементах преобразования и передачи. Отсюда вытекает следующее:

а) снижение выработки энергии на электростанциях против требуемого уровня из-за ремонтов оборудования, аварий и других причин при отсутствии резерва в системе требует снижения количества энергии, отпускаемой потребителю;

б) временное снижение потребления энергии из-за ремонта оборудования, аварий и других причин при отсутствии в системе так называемых потребителей-регуляторов не дает возможности полностью использовать оборудование электростанций в этот период;

в) небаланс между мощностью электростанций и мощностью, потребляемой в системе, не может существовать. При снижении мощности электростанций одновременно автоматически снижается потребляемая мощность, и наоборот.

Ничего похожего нет ни в одной отрасли промышленности, где имеется возможность запастись продуктом производства. Так, например, кратковременное снижение производства текстильных товаров совсем не тре-

бует немедленного снижения потребления этих товаров населением и, наоборот, снижение потребления текстильных товаров не может понизить производительность текстильных предприятий.

Вторая особенность. Быстрота протекания переходных процессов в электрической системе требует обязательного применения специальных автоматических устройств. Эти устройства, часто весьма быстродействующие, должны обеспечить надлежащую корректировку переходных процессов в системе. Правильный выбор и настройка всех этих автоматических устройств, к которым относятся аппараты защиты от перенапряжений, установки релейной защиты, автоматические регуляторы, автоматические выключатели и т.п., немыслимы без учета работы всей системы как единого целого. Все это способствует широчайшему внедрению автоматики в энергетических системах и полной автоматизации отдельных электростанций, подстанций и т.п.

Третья особенность. Связь работы энергосистем со всеми отраслями народного хозяйства предопределяет необходимость своевременного их развития. Рост энергетических систем должен обязательно опережать рост потребления энергии, иначе создание резервов в энергосистемах невозможно. С другой стороны, рост энергетических систем должен быть гармоничным: все элементы системы должны развиваться без каких-либо диспропорций в развитии отдельных элементов.

По мере развития энергосистем и сближения границ их электрических сетей увеличивается целесообразность их объединения.

Соединение энергосистем между собой осуществляется с помощью межсистемных электрических связей, состоящих из одной или нескольких линий электропередачи.

Основные доводы в пользу объединения энергосистем таковы:

- а) уменьшение суммарного резерва мощности;
- б) улучшение использования мощности и энергии гидроэлектростанций одной или обеих систем;
- в) уменьшение суммарного максимума нагрузки объединяемых энергосистем;
- г) взаимопомощь систем в случае неодинаковых сезонных изменений мощности электростанций и, в частности, гидроэлектростанций;
- д) взаимопомощь систем в случае неодинаковых сезонных изменений нагрузки;
- е) взаимопомощь систем в проведении ремонтов.

Остановимся на некоторых из этих доводов.

Уменьшение суммарного резерва мощности дает в большинстве случаев наиболее существенные преимущества. Совершенно очевидно, что при соединении равновеликих по мощности систем оно дает пользу обоим системам. При соединении двух резко различных по мощности систем польза для мощной системы и для всего объединения в целом значительно меньше. Мощность межсистемной связи должна быть

такой, чтобы в необходимых случаях резерв одной из систем мог быть передан в другую.

Рассмотрим случай объединения двух энергосистем. Уменьшение суммарного совмещенного максимума нагрузки обеих энергосистем обусловлено:

- а) различием в моментах появления пика нагрузки обеих энергосистем; это различие может сильно изменяться в различные периоды года;
- б) различием в моментах появления недельного, месячного или годового максимума.

Очень важно заметить, что первое различие дает тем более существенный эффект, чем большие пики имеют графики нагрузки вблизи периода максимума. Поэтому в системах с относительно ровным характером графика вблизи максимума этот эффект незначителен.

При окончательной оценке технико-экономического эффекта, достигаемого объединением энергосистем, необходимо учесть:

- а) стоимость межсистемной связи;
- б) наличие потерь энергии в связи;
- в) усложнение регулирования частоты в связи с необходимостью во многих случаях автоматического регулирования или ограничения обменного потока мощности.

Объединенная энергосистема так же, как и отдельная энергосистема, является единым производственным комплексом. Однако наличие относительно слабой связи накладывает особый отпечаток на объединение энергосистем. Различие сказывается в том, что:

- а) резкие изменения режима и даже аварии в одной системе редко отражаются на второй, если мощность связи невелика по сравнению с мощностью объединяемых систем;
- б) при резких изменениях режима слабая связь может легко нарушиться и системы могут разделиться; последнее обстоятельство требует автоматического ограничения потоков мощности;
- в) автоматическое регулирование частоты в объединении во многих случаях требует обязательного автоматического регулирования обменного потока мощности.

2.4. Электрические сети

Электрическая сеть как часть электроэнергетической системы обеспечивает возможность выдачи мощности электростанций, ее передачу на расстояние, преобразование параметров электроэнергии (напряжения, тока) на подстанциях и ее распределение по некоторой территории вплоть до непосредственных электроприемников.

Электрические сети современных энергосистем характеризуются *многоступенчатостью*, т.е. большим числом трансформаций на пути от источников электроэнергии к ее потребителям. Топологическая структура

отдельных звеньев этой многоступенчатой сети достаточно сложна, она насчитывает десятки, а подчас и сотни узлов, ветвей и замкнутых контуров. Наряду со *сложностью конфигурации* характерной особенностью электрических сетей является их *многорежимность*. Под этим понимается не только разнообразие загрузки элементов сети в суточном и годовом разрезе при нормальном функционировании системы, вызываемое естественным изменением во времени нагрузки потребителей, но и обилие режимов, возникающих при выводе различных элементов сети в плановый ремонт и при их аварийных отключениях.

Все электроприемники, генераторы, трансформаторы и прочие элементы электроэнергетических систем проектируются для работы в длительном нормальном режиме при определенном напряжении, при котором эти элементы обладают наиболее целесообразными технико-экономическими показателями. Эти напряжения называются номинальными, и их значения всегда устанавливаются Государственным стандартом. В настоящее время для электрических сетей стандартизованы 4 напряжения менее 1 кВ (40, 220, 380 и 660 В) и 12 напряжений выше 1 кВ (3, 6, 10, 20, 35, 110, 150, 220, 330, 500, 750, 1150 кВ). Все перечисленные цифры соответствуют линейным (междуфазным) значениям напряжений трехфазной системы переменного тока.

Как уже упоминалось, сети современных энергосистем характеризуются весьма сложной структурой и конфигурацией. В этих условиях невозможно классифицировать их по какому-либо одному признаку, который мог бы считаться определяющим. Однако ряд признаков в той или иной мере связан со значением номинального напряжения сети $U_{\text{ном}}$. К числу таких признаков можно условно отнести охват территории, назначение сети и частично характер ее потребителей. В табл. 2.1 приводятся элементы классификации по указанным выше признакам.

Таблица 2.1
Классификация электрических сетей по признакам, связанным с номинальным напряжением

Признак	Номинальные напряжения, кВ				
	< 1	3—35	110—220	330—750	1150
Номинальное напряжение	НН	СН	ВН	СВН	УВН
Охват территории	Местные		Районные	Региональные	
Назначение	Распределительные			Системообразующие	
Характер потребителей	Городские, промышленные, сельскохозяйственные			—	

Примечание. Сети напряжением до 1 кВ называются сетями низкого напряжения (НН). Сети напряжением выше 1 кВ, в свою очередь, делятся на сети среднего (СН), высокого (ВН), сверхвысокого (СВН) и ультравысокого (УВН) напряжения.

По размерам территории, охватываемой сетью, могут быть выделены так называемые местные ($U_{\text{ном}} \leq 35$ кВ), районные (110—220 кВ) и региональные сети ($U_{\text{ном}} \geq 330$ кВ). Линии электропередачи СВН, являющиеся основой последней категории сетей, служат как для связи отдельных районов и относительно небольших энергосистем в региональных ОЭС, так и для связи между собой крупных объединений.

По назначению различают системообразующие и распределительные сети. Первые осуществляют функции формирования районных энергосистем (РЭС) путем объединения их электростанций на параллельную работу, а также объединения РЭС и ОЭС между собой. Кроме того, они осуществляют передачу электроэнергии к системным подстанциям, выполняющим роль источников питания распределительных сетей. *Распределительной линией* считается линия, питающая ряд трансформаторных подстанций или вводы к электроустановкам потребителей. Такие линии и являются основой распределительной сети. Распределительные линии в принципе могут быть выделены в сетях различных номинальных напряжений. В связи с этим не следует отождествлять понятия местных и распределительных сетей, как это делалось ранее. В настоящее время по мере развития сетей СВН верхняя граница этого диапазона в ряде ОЭС сдвинулась в сторону более высоких напряжений, и современные сети 110—220 и даже 330 кВ постепенно приобретают характер распределительных. Так, по мере наложения вновь создаваемой сети 750 кВ на сеть 330 кВ в тех районах, где ранее последняя выполняла функции системообразующей, сети 330 кВ постепенно переходят в разряд распределительных. В будущем аналогичный процесс будет наблюдаться в тех частях ЕЭС России, где линии напряжением 1150 кВ возьмут на себя роль основных связей между ОЭС, в которых сейчас основными являются сети 500 кВ.

Наконец, местные и распределительные сети, согласно табл. 2.1, могут различаться **по характеру подключаемых к ним потребителей.** При этом определенную специфику имеют сети, осуществляющие электроснабжение промышленных предприятий, городов и сельскохозяйственных районов и называемые соответственно промышленными, городскими и сельскими. Так, сельские электрические сети характеризуются значительной протяженностью. Они охватывают территории со сравнительно невысокой плотностью нагрузки, годовое число часов использования максимума которой также относительно невелико. Напротив, чисто промышленные сети, будучи относительно короткими, снабжают территории с большой плотностью нагрузки, причем, как правило, графики нагрузки промышленных предприятий характеризуются высокой степенью заполненности. В какой-то степени промежуточное положение занимают в этом плане городские сети. Сочетание коммунально-бытовых и промышленных потребителей на городских территориях обуслов-

ливает значительную неравномерность графиков нагрузок узлов городской сети. Эта неравномерность в ряде случаев (когда основными источниками питания города являются ТЭЦ, работающие по тепловому графику) вызывает необходимость привлечения дополнительных маневренных мощностей, позволяющих системе своевременно и быстро реагировать на резкие спады и подъемы нагрузки.

Помимо признаков, косвенно связанных со значением номинального напряжения сети, существуют и другие. Так, например, классифицируют сети по роду тока, по конфигурации, по отношению к помещению и по конструктивному выполнению.

В соответствии с родом тока различают сети переменного и постоянного тока. О первой группе речь шла выше. В дополнение следует упомянуть, что в России сети трехфазного переменного тока напряжением 110 кВ и выше выполняются с глухим заземлением нейтрали, а сети более низких напряжений — с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью.

Сети постоянного тока используются для обеспечения некоторых электротехнологических процессов в промышленности, например в электролизных цехах алюминиевых заводов. На постоянном токе осуществляется электропривод ряда механизмов и частично электрификация транспорта. Протяженные электропередачи постоянного тока используются чаще всего в качестве межсистемных связей.

С точки зрения **конфигурации** различают *разомкнутые* и *замкнутые сети*. К разомкнутым относятся сети, образованные радиальными или радиально-магистральными линиями, осуществляющие электроснабжение потребителей от одного источника питания, причем каждый потребитель получает питание с одного направления. К числу замкнутых относятся сети, которые обеспечивают питание потребителей не менее чем с двух сторон. Наиболее простой формой замкнутой сети является одно-контурная (кольцевая) сеть. Питающие сети, как правило, являются сложнзамкнутыми, т.е. имеют большое число контуров.

По отношению к помещению иногда различают *внутренние* и *наружные сети*. И, наконец, **по конструктивному выполнению** сети делятся на *внутренние проводки* (до 1 кВ), *кабельные* (до 500 кВ) и *воздушные* (до 750—1150 кВ) сети. Сети внутри промышленных предприятий иногда частично выполняются закрытыми комплектными токопроводами, прокладываемыми вдоль колонн и стен цехов на высоте, допустимой по условиям производства. Кабельные сети 6—20 кВ в настоящее время являются основой городских и промышленных распределительных сетей. Воздушные сети характерны для электроснабжения сельских потребителей, а также для районных и системообразующих сетей.

Контрольные вопросы

1. Какие элементы входят в состав энергетической системы?
2. Чем отличаются понятия «энергетическая система» и «электроэнергетическая система»?
3. Каковы основные особенности электроэнергетической системы?
4. Какие электроустановки входят в состав электрической сети?
5. Каковы особенности сетей современных энергосистем?
6. Каковы номинальные напряжения электрических сетей трехфазного переменного тока?
7. Как различаются электрические сети по значению номинального напряжения?
8. Какова классификация электрических сетей по размерам территории, по назначению, по характеру потребителей, по роду тока, по конструктивному выполнению?

Литература для самостоятельного изучения

- 2.1. **Электрификация СССР.** М.: Энергия, 1970.
- 2.2. **История** электротехники / под ред. И.А. Глебова. М.: Издательство МЭИ, 1999.
- 2.3. **Новая** энергетическая политика России. М.: Энергоатомиздат, 1995.
- 2.4. **Справочник** по проектированию энергетических систем / под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. М.: Энергоатомиздат, 1985.
- 2.5. **Маркович И.М.** Режимы энергетических систем. М.: Энергия, 1969.
- 2.6. **80 лет** развития энергетики. От плана ГОЭЛРО к реструктуризации РАО «ЕЭС России» / под ред. А.Б. Чубайса. М.: АО «Информэнерго», 2000.

Глава третья

РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЭЭС И УПРАВЛЕНИЕ ИМИ

Содержание

- 3.1. Классификация режимов ЭЭС
- 3.2. Переходные режимы и процессы
- 3.3. Нормативные показатели устойчивости и их обеспечение
- 3.4. Средства управления режимами и их функции
- 3.5. Регулирование напряжения в электрических сетях
- 3.6. Регулирование частоты и мощности в энергосистемах
- 3.7. Основные принципы диспетчерского управления
- 3.8. Иерархическая система диспетчерского управления ЕЭС России
- 3.9. Временные уровни управления режимами ЭЭС
- 3.10. Автоматизированная система диспетчерского управления
- 3.11. Структура системы противоаварийной автоматики
- Контрольные вопросы
- Литература для самостоятельного изучения

3.1. Классификация режимов ЭЭС

Электроэнергетическая система (ЭЭС) состоит из элементов, которые можно разделить на три группы:

основные (силовые) элементы — генерирующие агрегаты электростанций, преобразующие энергию воды или пара в электроэнергию; трансформаторы, автотрансформаторы, выпрямительные установки, преобразующие значения и вид тока и напряжения; линии электропередачи (ЛЭП), передающие электроэнергию на расстояние; коммутирующая аппаратура (выключатели, разъединители), предназначенные для изменения схемы ЭЭС и отключения поврежденных элементов;

измерительные элементы — трансформаторы тока и напряжения, предназначенные для подключения измерительных приборов, средств управления и регулирования;

средства управления — релейная защита, регуляторы, автоматика, телемеханика, связь, обеспечивающие оперативное и автоматическое управление схемой и работой ЭЭС.

Состояние ЭЭС на заданный момент или отрезок времени называется *режимом*. Режим определяется составом включенных основных элементов ЭЭС и их нагрузкой. Значения напряжений, мощностей и токов элементов,

а также частоты, определяющие процесс производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии, называются *параметрами режима*.

Если параметры режима неизменны во времени, то режим ЭЭС называется *установившимся*, если изменяются — то *переходным*.

Строго говоря, понятие установившегося режима в ЭЭС условное, так как в ней всегда существует переходный режим, вызванный малыми колебаниями нагрузки. Установившийся режим понимается в том смысле, что параметры режима генераторов электростанций и крупных подстанций практически постоянны во времени.

Основная задача ЭЭС — экономичное и надежное электроснабжение потребителей без перегрузок основных элементов ЭЭС и при обеспечении заданного качества электроэнергии. В этом смысле основной режим ЭЭС — *нормальный установившийся*. В таких режимах ЭЭС работает большую часть времени.

По тем или иным причинам допускается работа ЭЭС в *утяжеленных установившихся (вынужденных)* режимах, которые характеризуются меньшей надежностью, некоторой перегрузкой отдельных элементов и, возможно, ухудшением качества электроэнергии. Длительное существование утяжеленного режима нежелательно, так как при этом существует повышенная опасность возникновения аварийной ситуации.

Наиболее опасными для ЭЭС являются *аварийные* режимы, вызванные короткими замыканиями и разрывами цепи передачи электроэнергии, в частности, вследствие ложных срабатываний защит и автоматики, а также ошибок эксплуатационного персонала. Длительное существование аварийного режима недопустимо, так как при этом не обеспечивается нормальное электроснабжение потребителей и существует опасность дальнейшего развития аварии и распространения ее на соседние районы. Для предотвращения возникновения аварии и прекращения ее развития применяются средства автоматического и оперативного управления, которыми оснащаются диспетчерские центры, электростанции и подстанции.

После ликвидации аварии ЭЭС переходит в *послеаварийный установившийся режим*, который не удовлетворяет требованиям экономичности и не полностью соответствует требованиям надежности и качества электроснабжения. Он допускается только как *кратковременный* для последующего перехода к нормальному режиму.

Для завершения классификации режимов ЭЭС отметим еще *нормальные переходные режимы*, вызванные значительными изменениями нагрузки и выводом оборудования в ремонт.

Уже из перечисления возможных режимов ЭЭС следует, что этими режимами необходимо управлять, причем для разных режимов задачи управления различаются:

для нормальных режимов — это обеспечение экономичного и надежного электроснабжения;

для утяжеленных режимов — это обеспечение надежного электроснабжения при длительно допустимых перегрузках основных элементов ЭЭС;

для аварийных режимов — это максимальная локализация аварии и быстрая ликвидация ее последствий;

для послеаварийных режимов — быстрый и надежный переход к нормальному установившемуся режиму;

для нормальных переходных режимов — быстрое затухание колебаний.

3.2. Переходные режимы и процессы

Переходные режимы делятся на две большие группы по величине возмущающих воздействий или возмущений:

1. Переходные режимы при малых возмущениях, т.е. установившиеся режимы. ЭЭС должна работать устойчиво при малых возмущениях, иначе говоря, она должна обладать статической устойчивостью.

Статическая устойчивость — это способность ЭЭС восстанавливать исходный режим после малого его возмущения.

2. Переходные режимы при больших возмущениях, возникающих как в нормальных, так и в аварийных условиях работы ЭЭС. По отношению к большим возмущениям вводится понятие динамической устойчивости ЭЭС.

Динамическая устойчивость — это способность ЭЭС восстанавливать после большого возмущения исходное состояние или состояние, практически близкое к исходному и допустимое по условиям эксплуатации ЭЭС. Если после большого возмущения синхронная работа ЭЭС сначала нарушается, а затем после некоторого, допустимого по условиям эксплуатации, асинхронного хода восстанавливается, то считается, что система обладает *результатирующей устойчивостью*.

Переходный режим ЭЭС представляет собой целую гамму переходных процессов, различающихся скоростью протекания:

волновые переходные процессы (1—100 мкс);

электромагнитные переходные процессы (10—500 мс);

электромеханические переходные процессы (0,1—10 с);

длительные электромеханические переходные процессы, возникающие, например, при каскадном развитии аварий (от нескольких минут до десятков минут).

Различная скорость протекания этих процессов позволяет в большинстве случаев рассматривать их по отдельности, упрощая тем самым математическое описание ЭЭС.

Так, при рассмотрении волновых процессов линии электропередачи и обмотки электрических машин и трансформаторов представляют в виде систем с распределенными параметрами и при этом не учитывают изме-

нение скоростей роторов этих машин, полагая, что за время протекания волновых процессов они постоянны.

При рассмотрении электромагнитных переходных процессов допустимо все элементы ЭЭС считать элементами с сосредоточенными параметрами и также не учитывать изменения скоростей роторов машин.

При рассмотрении электромеханических (взаимосвязанных электромагнитных и механических) переходных процессов не учитываются динамические свойства статических элементов ЭЭС (ЛЭП, трансформаторов, обмоток статора электрических машин), но обязательно учитывается изменение скоростей роторов электрических машин [3.1].

Задачи управления разными переходными процессами различны:

волновые процессы — облегчение изоляции ЛЭП и других основных элементов ЭЭС за счет снижения атмосферных, коммутационных и рабочих перенапряжений с помощью разрядников и реакторов;

электромагнитные процессы — отыскание эффективных способов ограничения токов короткого замыкания и согласование их значений с параметрами оборудования электрических сетей различных напряжений (использование токоограничивающих устройств: реакторов, трансформаторов с расщепленными обмотками, резонансных устройств и др.);

электромеханические процессы — обеспечение устойчивости ЭЭС.

3.3. Нормативные показатели устойчивости и их обеспечение

Электроэнергетическая система должна работать так, чтобы некоторые изменения (ухудшения) режима не приводили к нарушению устойчивости ее работы. Простейшая оценка ее запаса устойчивости основывается на сопоставлении показателей проверяемого (исходного) режима и показателей, характеризующих режим, предельный по устойчивости.

Статическая устойчивость. Запас статической устойчивости ЭЭС по мощности определяется по формуле, %:

$$k_P = \frac{P_{\text{пр}} - P}{P_{\text{пр}}} 100,$$

где P — передаваемая мощность; $P_{\text{пр}}$ — предельная передаваемая мощность, определенная из условий устойчивости режима с учетом действия автоматических устройств.

Значение k_P должно быть не менее 20 % в нормальном режиме и 8 % в кратковременном послеаварийном режиме (до вмешательства персонала в регулирование режима).

Запас статической устойчивости по напряжению ЭЭС в целом в нормальном режиме должен быть не менее 10 %. Запас по напряжению определяется для каждой из основных узловых точек ЭЭС по формуле, %:

$$k_U = \frac{U_H - U_{кр}}{U_H} 100 ,$$

где U_H — длительно поддерживаемое напряжение в рассматриваемой узловой точке ЭЭС; $U_{кр}$ — критическое напряжение в этой же точке, при котором нарушается статическая устойчивость работы ЭЭС.

Запас статической устойчивости ЭЭС в целом оценивается по наименьшему запасу, полученному для основных узловых точек (т.е. по наихудшей точке). Если наихудшая точка известна заранее, то достаточно рассчитать запас для этой точки.

Статическая устойчивость работы ЭЭС в послеаварийных режимах обеспечивается, как правило, за счет мероприятий, не требующих дополнительных капитальных вложений:

кратковременного повышения напряжения на зажимах генераторов;

быстрого снижения нагрузки электропередачи путем отключения части генераторов на электростанциях и т.п.

Кроме того, существуют мероприятия, улучшающие статическую устойчивость, но требующие дополнительных капитальных вложений:

применение быстродействующей системы возбуждения генераторов;

использование синхронных компенсаторов на промежуточных подстанциях;

использование статических тиристорных компенсаторов;

продольная емкостная компенсация индуктивного сопротивления электропередачи с помощью статических конденсаторов и т.п.

Практически все эти мероприятия позволяют улучшить и динамическую устойчивость.

В эксплуатации, в тех случаях, когда это необходимо для предотвращения ограничения потребителей или потери гидроресурсов, допускается длительная работа электропередачи в нормальном режиме с запасом статической устойчивости, уменьшенным до 5—10 % в зависимости от роли электропередачи в энергосистеме и последствий возможного нарушения устойчивости.

Динамическая устойчивость. Расчеты динамической устойчивости имеют своей целью выявление характера динамического перехода от одного режима ЭЭС к другому. Если при этом переходе ни одна мощная электростанция не выпадает из синхронной работы, то переход считается благополучным. Обычно проверка устойчивости ЭЭС производится при коротких замыканиях, происходящих в наиболее опасных (в смысле возможного нарушения устойчивости) точках при наибольшей возможной нагрузке электропередачи. Динамическая устойчивость должна обеспечиваться при наиболее характерных для данного элемента ЭЭС возмущениях и режимах, принятых за расчетные.

В качестве расчетных следует рассматривать режимы нормальной работы, отвечающие наибольшим длительно передаваемым мощностям по данной электропередаче, или режимы наибольшей нагрузки, когда по электропередаче передается максимально возможная мощность данной электростанции или энергосистемы, если обоснована возможная длительная работа в таком режиме. Режимы, вызванные ремонтом оборудования, не рассматриваются, если нагрузка может быть снижена до величины, требующейся по условиям пропускной способности и условиям статической и динамической устойчивости.

Согласно действующим нормативам по расчетам динамической устойчивости, она должна обеспечиваться в наиболее тяжелых точках энергосистемы при следующих видах коротких замыканий:

для сетей 35 кВ — при трехфазном коротком замыкании;

для сетей 110—1150 кВ — при двухфазном коротком замыкании на землю.

При проектировании должны приниматься меры, обеспечивающие при работе основной защиты длительности КЗ, не превышающие следующие значения:

Номинальное напряжение, кВ	110	220	330	500	750	1150
Время отключения КЗ, с	0,18	0,16	0,14	0,12	0,10	0,08

Применение всякого устройства для улучшения устойчивости должно быть оправдано как анализом его стоимости, так и выявлением убытка от данного вида аварии. Одновременно оценивается возможность и целесообразность пофазного повторного включения ЛЭП.

3.4. Средства управления режимами и их функции

Управление режимами ЭЭС осуществляется оперативным персоналом (см. § 3.7), а также автоматическими регуляторами и устройствами противоаварийной автоматики (ПА). Практически вся автоматика в настоящее время построена на основе микропроцессорных систем. Настройка автоматических систем управления производится в соответствии с заранее выбранными характеристиками так, чтобы обеспечить экономичность работы ЭЭС и соответствие требованиям качества отпускаемой потребителям электроэнергии.

Выбор видов используемых автоматических устройств, оценка их эффективности и влияния на надежность работы ЭЭС производятся на основе специальных оптимизационных расчетов. Управление режимами ЭЭС должно быть оптимальным, т.е. дающим наилучший технико-экономический эффект в условиях действия противоположных факторов. Например, желая увеличить передаваемую по ЛЭП мощность, можно вызвать аварийное отключение этой линии из-за нарушения устойчивости ее работы.

Для ЭЭС как объекта управления характерны наличие большого числа сложных прямых и обратных связей между многочисленными ее элементами и целевая направленность процесса функционирования.

Перечислим наиболее важные автоматические устройства и их назначение.

Автоматические регуляторы возбуждения (АРВ) синхронных машин поддерживают напряжение на их шинах на требуемом уровне и, в случае необходимости, форсируют возбуждение, улучшая тем самым устойчивость работы ЭЭС.

Автоматические регуляторы частоты вращения (АРЧВ) турбин генераторов поддерживают требуемую частоту вращения роторов генераторов и тем самым частоту в ЭЭС.

Автоматическое регулирование частоты и активной мощности (АРЧМ) поддерживает неизменными баланс активной мощности и частоту с учетом возможностей межсистемных электропередач по пропускной способности, т.е. ограничений по передаваемой активной мощности.

Релейная защита (РЗ) элементов ЭЭС действует на сигнал или на отключение элементов энергосистемы в случае их повреждения или ненормальной работы. Информация о состоянии защищаемого объекта непрерывно поступает в защитное устройство, которое обрабатывает ее и в случае нарушения нормального режима работы устанавливает место и вид повреждения.

Автоматическое включение резерва (АВР) осуществляет ввод резервного оборудования при аварийном отключении основного.

Автоматическое повторное включение (АПВ) повышает надежность электроснабжения потребителей за счет повторного включения ЛЭП после ее автоматического отключения посредством релейной защиты.

Автоматическая частотная разгрузка (АЧР) ЭЭС обеспечивает сохранение баланса мощности при тяжелой аварии, если она сопровождается значительным понижением частоты в энергосистеме (ниже допустимого уровня). В этом случае АЧР отключает ряд наименее ответственных, заранее выбранных потребителей, чтобы предотвратить значительное снижение частоты и напряжения в ЭЭС, следовательно, сохраняет устойчивость работы ЭЭС.

Автоматический частотный пуск (АЧП) агрегатов ГЭС осуществляется при снижении частоты в ЭЭС ниже допустимого уровня с учетом того, что время набора мощности агрегатами ГЭС составляет около 1 мин.

3.5. Регулирование напряжения в электрических сетях

Протекание тока по элементам электрической сети сопровождается потерями напряжения. В результате по мере удаления от источника питания напряжение уменьшается. В то же время для нормальной работы электроприемников подводимое к ним напряжение может только незначительно отличаться от номинального напряжения и должно находиться

в допустимых пределах. Согласно ГОСТ 13109—97 на качество электроэнергии для большинства электроприемников отклонение напряжения от номинального значения не должно превышать $\pm 5\%$. В послеаварийных режимах работы, длительность которых сравнительно невелика, допустимое отклонение напряжения увеличивается еще на 5% . В электрических сетях высокого напряжения, к которым электроприемники непосредственно не присоединяются, также существуют допустимые пределы изменения напряжения. В частности, в установках высокого напряжения максимальное рабочее напряжение определяется условиями надежной работы изоляции и составляет от 105 до 120% номинального значения, увеличиваясь по мере уменьшения номинального напряжения. Допустимые снижения напряжений в ЭЭС определяются условиями устойчивости параллельной работы генераторов электростанций и узлов нагрузки. В питающих сетях нижние допустимые отклонения напряжений достигают 10 — 15% . При оценке уровней напряжения следует иметь в виду, что нагрузки в течение суток непрерывно изменяются и, следовательно, изменяются потери напряжения и уровни напряжений у электроприемников.

Обеспечить выполнение требований к отклонениям напряжений в современных ЭЭС без применения специальных мер и устройств невозможно, что наглядно демонстрируется схемой передачи электроэнергии (рис. 3.1). Если принять, что на пути от генераторов электростанций до приемников электрическая энергия претерпевает четыре трансформации, при каждой трансформации потери напряжения составляют 5% , а в каждой из сетей — 10% , то суммарные потери напряжения могут составить 60% .

Для обеспечения допустимых уровней напряжения в ЭЭС используются специальные технические средства — регулирующие устройства. Их назначение — уменьшение или компенсация потерь напряжения в сетях.

Для анализа возможностей уменьшения потерь напряжения в элементах ЭЭС (линиях, трансформаторах) воспользуемся выражением для их определения

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U},$$

где P , Q — активная и реактивная мощности в элементе сети; R , X — активное и реактивное сопротивления элемента; U — напряжение на том конце элемента, где заданы мощности.

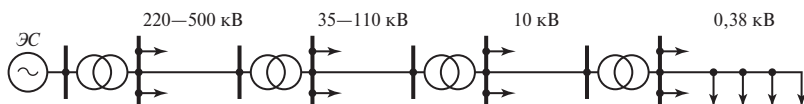


Рис. 3.1. Схема передачи электроэнергии в сети

Из этого выражения следует, что потери напряжения уменьшаются при увеличении напряжения сети. Этим, в частности, объясняется, что с ростом передаваемой мощности увеличивается напряжение электропередачи. В условиях эксплуатации изменение номинального напряжения электрической сети требует ее реконструкции. Кроме того, увеличение номинального напряжения позволяет уменьшить потери напряжения, но его нельзя рассматривать как средство регулирования напряжения. Решение об уровне номинального напряжения принимается на основании данных о передаваемой мощности и расстоянии, на которое передается эта мощность.

Другая возможность — изменение мощности. Уменьшение активной мощности связано с ее недоотпуском потребителям и поэтому не может быть использовано. Уменьшить потоки реактивной мощности можно с помощью установки у потребителей источников реактивной мощности (ИРМ). При полной компенсации можно достичь нулевого потока реактивной мощности по элементу сети, хотя экономически это делать нецелесообразно.

Еще одна возможность влияния на потери напряжения связана с изменением сопротивления линии. Уменьшение активного сопротивления связано с увеличением сечения проводов ВЛ или с включением параллельно работающих элементов, что делать экономически нецелесообразно. Кроме того, эффективность такой меры для питающих сетей не столь высока, так как в них активные сопротивления элементов существенно меньше реактивных. Уменьшить реактивное сопротивление линии электропередачи можно, включив в нее установку продольной компенсации (УПК), которая представляет собой емкость с сопротивлением X_C (рис. 3.2). В результате суммарное реактивное сопротивление линии уменьшается и становится равным $X_{\Sigma} = X_L - X_C$, где X_L — индуктивное сопротивление линии. Но использование УПК только с целью уменьшения потерь напряжения также экономически не оправдано. Устройства продольной компенсации используются в целях повышения пропускной способности электропередач, улучшения статической устойчивости ЭЭС.

Наиболее эффективным и используемым средством уменьшения потерь напряжения является компенсация реактивной мощности (КРМ), однако при этом следует отметить, что основным ее назначением остается все-таки снижение потерь активной мощности и электроэнергии в сети. Основным же средством регулирования напряжения является использование специальных технических средств, которые рассматриваются ниже.

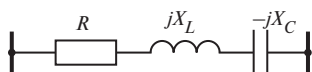


Рис. 3.2. Использование установки продольной компенсации в линии

Синхронные генераторы. Будучи основным источником реактивной мощности в ЭЭС, генераторы электростанций одновременно являются важнейшим из средств регулирования напряжения. У большинства генераторов напряжение на его зажимах U_r может изменяться в пределах

$$0,95U_{\text{ном}} \leq U_r \leq 1,05U_{\text{ном}}.$$

Заданное значение напряжения может поддерживаться автоматическим регулятором возбуждения (АРВ). Напряжение на шинах генератора удается поддерживать на заданном уровне только в том случае, если генерируемая им реактивная мощность Q_r находится в допустимых пределах

$$Q_{\min} \leq Q_r \leq Q_{\max}.$$

При достижении реактивной мощностью предельного значения она фиксируется на этом значении и напряжение генератора уже будет изменяться следующим образом: при достижении нижнего предела изменения мощности — повышаться, при достижении верхнего предела — понижаться. Номинальная реактивная мощность генератора определяется номинальным коэффициентом мощности $\cos \varphi_r$. Если требуется загрузить генератор по реактивной мощности больше номинальной, то это возможно в некоторых пределах за счет снижения его активной мощности, так как увеличение реактивной мощности будет ограничиваться токами в статоре и роторе машины. Например, для турбогенераторов при номинальных активной мощности и коэффициенте мощности $\cos \varphi_r = 0,85$ реактивная мощность генератора составляет 0,6 его активной мощности. Уменьшение активной мощности до нуля позволяет увеличить реактивную мощность генератора только до 0,8 его номинальной активной мощности, таким образом, снижение активной мощности не дает существенного увеличения реактивной мощности.

Синхронные компенсаторы (СК) позволяют поддерживать и регулировать напряжение в пределах $\pm 5\%$ в точке подключения за счет изменения тока возбуждения. Как и у генераторов, регулирование напряжения возможно при изменении реактивной мощности СК в допустимых пределах.

Ту же задачу решают статические тиристорные компенсаторы (СТК) с тем отличием от СК, что благодаря тиристорной системе управления регулирование осуществляется практически мгновенно. Это особенно важно для стабилизации переходных процессов в ЭЭС.

Трансформаторы, автотрансформаторы. К устройствам, позволяющим регулировать напряжение в сети относятся также *двухобмоточные трансформаторы* понижающих подстанций, *автотрансформаторы* и *трехобмоточные трансформаторы* для связи сетей различного номинального напряжения, *линейные регуляторы*, работающие в блоке с автотрансформаторами. В этих устройствах одна из обмоток имеет несколько регулировочных ответвлений, с помощью которых можно изменять количество рабочих витков обмотки и тем самым изменять коэффициент трансформации, что приводит к изменению напряжения на

шинах нагрузки при одном и том же подведенном к трансформатору напряжении.

Трансформаторы выполняются двух типов: с переключением регулировочных ответвлений без возбуждения, т.е. с отключением от сети (трансформаторы с ПБВ); с переключением регулировочных ответвлений под нагрузкой (трансформаторы с РПН). Трансформаторы первой группы имеют сравнительно небольшой регулировочный диапазон ($\pm 2 \times 2,5 \%$), применяются в распределительных электрических сетях напряжением 6—35/0,4 кВ, и с их помощью осуществляется сезонное регулирование напряжения, так как выполнение переключения требует отключения потребителей на это время. Трансформаторы второй группы снабжены специальным переключательным устройством, позволяющим осуществлять переключения по мере необходимости без отключения потребителей. Такие трансформаторы имеют большее число регулировочных ответвлений и больший диапазон регулирования напряжения (до $\pm 16 \%$). Устройство РПН выполняется на обмотке ВН, так как она имеет меньший ток, и это позволяет сделать переключающее устройство более компактным, а его работу более надежной.

Трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы связывают сети трех номинальных напряжений: высшего (ВН), среднего (СН) и низшего (НН). Трехобмоточные трансформаторы выпускаются на следующие сочетания номинальных напряжений: 220/35/6(10), 110/35/6(10) и 35/10/6 кВ. Так же, как и двухобмоточные трансформаторы, они имеют устройство РПН со стороны нейтрали обмотки ВН, что позволяет одновременно изменять коэффициенты трансформации между обмотками ВН—СН и ВН—НН. Диапазон регулирования составляет $\pm (12—16) \%$.

Автотрансформаторы устанавливаются на мощных узловых подстанциях системообразующих и районных сетей. От шин среднего напряжения таких подстанций получают питание, как правило, целые районы с большим количеством пунктов потребления. По этой причине устройство РПН у автотрансформаторов установлено со стороны основного вывода обмотки среднего напряжения, что позволяет обеспечить регулирование напряжения на шинах СН подстанции с целью поддержания его желаемого уровня, исходя из требований питаемой сети. Таким образом, автотрансформаторы обеспечивают независимое от НН регулирование коэффициента трансформации n_{B-C} с ВН на СН. Диапазон регулирования составляет $\pm (10—12) \%$. Как и в случае с двухобмоточным трансформатором, коэффициент трансформации изменяется на Δn , но при расположении РПН со стороны СН изменяется напряжение только на шинах СН. Коэффициент трансформации n_{B-H} не изменяется, и напряжение на шинах НН определяется режимом сети ВН. В этой ситуации могут не обеспечиваться требования к напряжению на шинах НН. В таких случаях регулирование напряжения на шинах НН производится либо имеющимися на мощных узловых подстанциях компенсирующими устройствами (СК, СТК), либо специально устанавливаемыми в цепи НН линейными регулировочными

трансформаторами (ЛРТ). Последние имеют номинальный коэффициент трансформации, равный 1, и за счет РПН могут изменять его на $\pm 15\%$, обеспечивая независимость режима сети НН.

Другие средства регулирования напряжения в магистральных сетях рассмотрены в соответствующих главах.

В распределительных сетях городских, сельских, промышленных потребителей электроэнергия распределяется от центров питания (ЦП), представляющих собой мощные подстанции энергосистемы. Обычно ЦП сооружаются в непосредственной близости или внутри достаточно обособленного района электропотребления. Внутри района распределение электроэнергии производится сначала на напряжении 6—20 кВ. Линии 6—20 кВ, воздушные и кабельные, сооружаются от ЦП до подстанций, питающих группы близко расположенных мелких потребителей. Их питание осуществляется через сети напряжением 220—380 В (в сетях промышленных предприятий применяется также напряжение 660 В). Трансформация электроэнергии со ступени 6—20 кВ на ступень 220—380 В осуществляется распределительными трансформаторами (РТ). Более крупные потребители, имеющие номинальное напряжение 6—20 кВ, присоединяются непосредственно к ЦП по индивидуальным линиям.

В таких сетях в силу их массовости предусматриваются наиболее простые и дешевые регулирующие устройства: распределительные трансформаторы с ПБВ, нерегулируемые конденсаторные батареи (КБ). Изменение отпайек РТ может производиться только при снятой нагрузке и не чаще 1—2 раз в год при сезонном изменении нагрузки. Отключение-включение КБ также в большинстве случаев подчиняется сезонным и суточным изменениям нагрузки. Применение более дорогих оперативно и автоматически регулируемых устройств часто оказывается нецелесообразным как из-за увеличения затрат, так и из-за отсутствия точной исходной информации о текущих режимных параметрах сетей.

При такой ситуации оперативное управление режимом напряжений в распределительных сетях сосредоточивается в ЦП, который влияет на режим напряжений всей присоединенной к нему сети. В этом смысле регулирование напряжения является централизованным. Необходимость регулирования напряжения у отдельных потребителей (их групп), или, иными словами, местного регулирования, возникает тогда, когда регулирование в ЦП не позволяет обеспечить требуемый режим напряжений во всей сети.

Понижающие трансформаторы на крупных подстанциях оборудуются локальными системами автоматического регулирования — автоматическими регуляторами напряжения трансформатора (АРНТ). Они реагируют на изменение напряжения на шинах НН и ток нагрузки и переключают отпайки РПН в соответствии с принятым законом регулирования напряжения. Широко используется закон встречного регулирования напряжения. Смысл этого закона состоит в следующем. При увеличении электрической нагрузки увеличиваются потоки мощности в линиях и, как следствие, потери напряжения в них. В результате напряжения у электро-

приемников снижаются. При уменьшении нагрузок картина обратная. Поэтому логично при увеличении нагрузки для компенсации возрастающих потерь напряжения увеличивать напряжение на шинах НН центра питания, доводя его до максимально допустимого значения в часы максимума нагрузки, равного $1,05U_{\text{ном}}$. С уменьшением нагрузки напряжение снижается, достигая при минимальной нагрузке номинального значения $U_{\text{ном}}$. Этого вполне достаточно, чтобы у наиболее электрически удаленных приемников напряжение не оказывалось ниже допустимого уровня. Для того чтобы не было лишних переключений при случайных кратковременных отклонениях напряжения, АРНТ работают с выдержкой времени.

В электрических сетях с напряжением $U_{\text{ном}} \geq 110$ кВ регулирование напряжения имеет свои особенности. Эти сети имеют сложно-замкнутую структуру и оснащены устройствами телемеханики, позволяющими передавать в диспетчерский центр управления информацию о режимных параметрах в различных точках сети, а из центра управления — команды на изменение параметров регулирующих устройств. В настоящее время управление режимами ЭЭС осуществляется с помощью автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ). При решении задачи регулирования напряжения в таких сетях следует учитывать некоторые их особенности:

- сети различных номинальных напряжений в режимном отношении тесно взаимосвязаны, и необходим учет системного эффекта регулирующих устройств, т.е. необходимо централизованное координированное регулирование напряжения с помощью АСДУ;
- режимы питающих и местных сетей, присоединенных к ЦП питающей сети, можно рассматривать независимо друг от друга, поэтому для расчетов по регулированию напряжения местную сеть можно представить приведенной нагрузкой на шинах ВН соответствующего ЦП;
- в питающих сетях возможны большие перетоки реактивной мощности, вызванные ее местным дефицитом либо избытком, которые приводят к увеличению потерь активной мощности. В этом случае задачей регулирования напряжения является снижение потерь активной мощности при соблюдении допустимых уровней напряжения.

Из сказанного следует, что основной критерий регулирования напряжения в питающих сетях — экономический (минимум потерь активной мощности) при соблюдении режимных и технических ограничений по допустимым уровням напряжений и диапазону регулирующих устройств.

При рассмотрении сетей с $U_{\text{ном}} \geq 330$ кВ необходимо кроме перечисленных выше особенностей учитывать потери активной мощности на корону в линиях электропередачи.

Вопросы регулирования напряжения в электрических сетях ЭЭС решаются как при их проектировании, так и при управлении режимами.

При проектировании развития ЭЭС и их реконструкции комплексно решаются вопросы обеспечения баланса реактивной мощности и выявления условий регулирования напряжения в сетях, обоснования пунктов

размещения регулирующих устройств, выбора их типа и мощности. Одновременно должны прорабатываться вопросы развития АСДУ в части включения в состав задач управления задачи регулирования напряжения, в части информационного и алгоритмического ее обеспечения, развития системы сбора и обработки информации.

При проектировании прежде всего необходимо обеспечить управляемость ЭЭС по напряжению и реактивной мощности. Под этим понимается возможность обеспечения допустимых напряжений во всех точках ЭЭС в нормальных и послеаварийных режимах ее работы, обусловленных изменением нагрузок и состава работающего оборудования. Управляемость достигается как правильным выбором мест размещения и регулировочных диапазонов устройств регулирования, так и координированным воздействием на них.

Управляемость ЭЭС — необходимое условие для решения задачи регулирования напряжения, обеспечивающее качественные показатели режима напряжений и его надежность с точки зрения работы оборудования и устойчивости. Только обеспечив управляемость ЭЭС, можно на последующих этапах проектирования предусмотреть возможность установки дополнительных регулирующих устройств (либо расширить диапазоны уже установленных устройств) с целью снижения потерь активной мощности. При этом, как правило, предусматривается установка дополнительных источников реактивной мощности.

Расстановка дополнительных источников реактивной мощности в ЭЭС с целью снижения потерь активной мощности — задача технико-экономическая, поскольку здесь, как указывалось выше, следует сопоставить затраты на установку нового оборудования с эффектом от экономии потерь.

При управлении режимами ЭЭС с помощью АСДУ задача регулирования напряжения решается на этапах планирования режимов и оперативного управления и состоит в наиболее полном использовании имеющихся устройств для достижения экономического эффекта.

При планировании режимов на основе прогнозов нагрузки и состава работающего оборудования заблаговременно рассчитываются оптимальные режимы напряжений на заданный интервал времени, например на следующие сутки. Полученные таким образом графики оптимальных напряжений передаются на энергообъекты (электростанции, подстанции с регулируемыми устройствами), где и должны выдерживаться оперативным персоналом или автоматическими устройствами.

3.6. Регулирование частоты и мощности в энергосистемах

В настоящее время все производство, практически все распределение и большая часть потребления электроэнергии в энергосистемах выполняются на переменном токе. Поэтому параметры переменного тока — частота, значение напряжения и форма кривой напряжения — приобрели значение унифицированных параметров, в соответствии с которыми конструируются все источники, средства передачи и приемники электриче-

ской энергии. В особенности это относится к частоте. Практически сохранилось лишь два стандартных значения частоты — 50 Гц в странах Европы, в том числе в России, и 60 Гц в США и Канаде.

В процессе работы энергосистемы все параметры переменного тока могут изменяться. Чем ближе они поддерживаются к номинальным, т.е. расчетным для оборудования, значениям, тем ближе режим к оптимальному. Таким образом, частота приобретает значение показателя, характеризующего качество продукции энергетической промышленности, качество электроэнергии.

Частота является не только показателем качества электроэнергии, но и важнейшим параметром режима энергосистемы. Непрерывность производства электроэнергии, отсутствие возможности запастись энергией и непрерывное изменение потребления требуют столь же непрерывного контроля за соответствием производства и потребления. Параметром, характеризующим это соответствие, и является частота.

Частота в энергосистеме определяется общим балансом генерируемой и потребляемой активной мощности. Если баланс соблюдается, то частота неизменна. При нарушении баланса мощности, т.е. при появлении *небаланса мощности*, возникает переходный процесс изменения частоты. По скорости и направлению изменения частоты можно судить о величине и знаке возникшего в энергосистеме небаланса активной мощности. Если частота в энергосистеме уменьшается, то для восстановления нормальной частоты надо увеличить активную мощность, вырабатываемую на электростанциях.

Задача регулирования частоты подразделяется на три взаимосвязанные части:

первичное регулирование частоты, обеспечивающее стабильность частоты, т.е. удержание отклонений частоты в допустимых рамках при нарушении общего баланса мощности в любой части энергосистемы;

вторичное регулирование, обеспечивающее восстановление нормального уровня частоты и плановых режимов обмена мощностью между частями энергосистемы или регионами;

третичное регулирование, под которым можно понимать оперативную корректировку балансов мощности регионов с целью оказания взаимопомощи регионам и предотвращения опасных перегрузок транзитных линий электропередачи.

Рассмотрим более подробно **первичное регулирование частоты**. Оно осуществляется автоматическими регуляторами частоты вращения (АРЧВ) турбин. Каждая турбина снабжена регулятором, который при изменении частоты вращения турбоагрегата, изменяя положение регулирующих органов турбины (регулирующих клапанов у тепловой турбины или направляющего аппарата у гидротурбины), меняет впуск энергоносителя (пара или воды).

При повышении частоты вращения регулятор прикрывает регулирующие органы турбины и уменьшает выпуск энергоносителя, а при снижении частоты открывает регулирующие органы и увеличивает выпуск энергоносителя. Статические характеристики двух параллельно работающих агрегатов, снабженных АРЧВ, показаны на рис. 3.3.

Из рис. 3.3 видно, что при снижении частоты с f' до f'' в соответствии со статическими характеристиками регулируемых агрегатов вырабатываемая ими активная мощность увеличивается на ΔP_1 и ΔP_2 соответственно, что способствует поддержанию уровня частоты в энергосистеме. Приращение мощности ΔP пропорционально номинальной мощности агрегата и зависит от наклона характеристики. А наклон характеризуется величиной статизма. При более пологой характеристике 2 меньше статизм и больше изменение мощности ΔP . У агрегата с более крутой характеристикой 1 статизм больше. Таким образом, суммарное приращение мощности распределяется между агрегатами пропорционально номинальной мощности и обратно пропорционально статизму регулирования. Если необходимо, чтобы агрегат принимал большее участие в первичном регулировании частоты, надо, чтобы у этого агрегата были большая мощность и меньший статизм.

Существенное влияние на процесс регулирования оказывает зона нечувствительности автоматического регулятора частоты вращения, которая необходима для отстройки от малых случайных колебаний нагрузки в энергосистеме. При наличии зоны нечувствительности регулятора появляется диапазон неопределенности в распределении нагрузки между агрегатами. На рис. 3.4 две параллельные линии, отстоящие друг от друга по вертикали на величину зоны нечувствительности $\Delta f_{\text{неч}}$, ограничивают область возможных состояний регулятора и агрегата. Состояние характеризуется частотой f и нагрузкой P (так называемая рабочая точка). В установившемся режиме при данной частоте, например f_1 , рабочие точки всех агрегатов расположены на линии $f = f_1$, но могут занимать

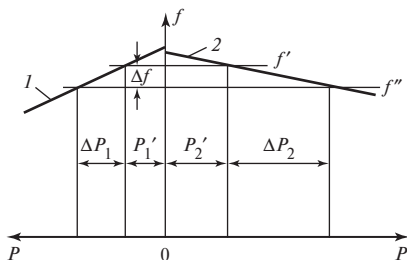


Рис. 3.3. Статические характеристики агрегатов с АРЧВ

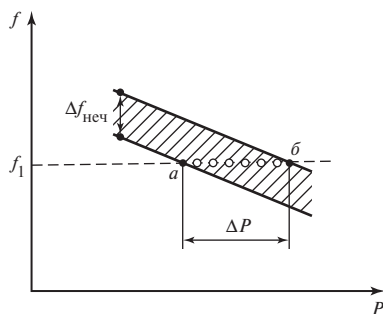


Рис. 3.4. Зона нечувствительности АРЧВ

случайные положения между указанными выше граничными линиями (между точками a и b на рис. 3.4).

Диапазон неопределенных значений нагрузок при параллельной работе агрегатов с регуляторами, имеющими зону нечувствительности, прямо пропорционален зоне нечувствительности регулятора $\Delta f_{\text{неч}}$ и обратно пропорционален статизму характеристики регулирования. Чтобы повысить качество регулирования частоты, необходимо по возможности добиваться меньшего статизма. Однако при меньшем статизме существенно увеличивается неопределенность нагрузки агрегата. Поэтому на регуляторах, обладающих большей нечувствительностью, приходится устанавливать больший коэффициент статизма. Величина статизма на гидротурбинах обычно поддается оперативному изменению. Зона нечувствительности отечественных регуляторов гидротурбин не превосходит 0,03 Гц. Зона нечувствительности у отечественных паровых турбин составляет по техническим условиям до 0,15 Гц. Величина статизма оперативному изменению не поддается и составляет обычно 0,04—0,05 (4—5 %). Точность распределения нагрузки, обеспечиваемая регуляторами паровых турбин, невелика: 6—7 %. Но идти на дальнейшее увеличение статизма нельзя, так как это угрожает опасным для целостности турбины увеличением максимального отклонения частоты вращения при сбросе нагрузки.

Статические характеристики регуляторов отдельных турбин определяют статическую характеристику энергосистемы в целом. На рис. 3.5 показаны характеристика эквивалентного генератора $P_{\Gamma}(f)$ и зависимость мощности суммарной нагрузки энергосистемы $P_{\text{н}}$ от частоты.

Мощность, потребляемая различными типами электроприемников, по-разному зависит от частоты. Например, мощность, потребляемая лампами накаливания и другими термическими установками, от частоты практически не зависит. Но мощность, потребляемая двигателями металлообрабатывающих станков, насосами и вентиляторами, сильно зависит

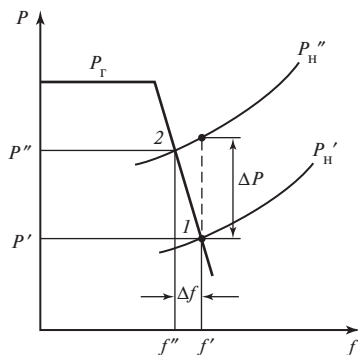


Рис. 3.5. Влияние изменения нагрузки на частоту энергосистемы

от частоты. В целом зависимость от частоты мощности комплексной нагрузки энергосистемы, состоящей из электроприемников всех типов, имеет примерно такой вид, как на рис. 3.5.

То, что мощность, потребляемая нагрузкой, уменьшается при снижении частоты, облегчает задачу первичного регулирования ($P'' - P' < \Delta P$ на рис. 3.5). При увеличении мощности нагрузки и переходе с кривой $P'_н$ на кривую $P''_н$ частота уменьшается, и под действием автоматических регуляторов частоты вращения турбин генерируемая мощность увеличивается с P' до P'' . В течение

ние нескольких секунд осуществляется переход из точки 1 в точку 2 (рис. 3.5). При этом восстанавливается баланс мощности, но при пониженной частоте.

Чем круче идет характеристика генерации $P_T(f)$, тем эффективнее первичное регулирование и меньше отклонение частоты Δf , т.е. стабильнее частота в энергосистеме. Из рис. 3.5 видно, что в энергосистеме есть резерв генерируемой мощности, поэтому есть возможность увеличивать эту мощность при увеличении мощности нагрузки. Но если не у всех агрегатов есть резерв генерирующей мощности, то крутизна эквивалентной характеристики генерации $P_T(f)$ уменьшается и отклонение частоты Δf увеличивается, т.е. эффективность первичного регулирования падает.

Следует отметить, что при любой степени эффективности первичное регулирование частоты хотя и ограничивает отклонения частоты, но не способно восстановить нормальный уровень частоты после появления небаланса мощности.

Задачу восстановления нормального уровня частоты решает **вторичное регулирование**. В отличие от первичного регулирования вторичное регулирование осуществляется в течение нескольких минут. В результате действия вторичного регулирования и восстановления нормальной частоты ликвидируются изменения режима, вызванные первичным регулированием частоты. Электростанции и потребители возвращаются в исходный режим работы. Компенсацию всего первоначально возникшего небаланса мощности принимают на себя электростанции вторичного регулирования частоты до тех пор, пока не будет нормализован режим в месте его первоначального нарушения.

Электростанции вторичного регулирования частоты должны быть достаточно мощными и поддерживать необходимый диапазон регулирования, обладать хорошими маневренными качествами. Энергоблоки ТЭС рассчитаны на базисный режим работы. Однако в настоящее время они все шире привлекаются к регулированию суточного графика нагрузки, причем диапазон регулирования их ограничен. Предельно допустимая разгрузка энергоблоков зависит от вида сжигаемого топлива и составляет 20—40 % при работе на угле и 40—60 % при работе на газе и мазуте. Разгрузка энергоблоков неизбежно приводит к снижению их экономичности. Уже при нагрузках 50 % номинальной их экономичность ухудшается на 5—6 % при работе на газомазутном топливе и на 7—8 % при работе на угле. Гидроагрегаты имеют существенно больший диапазон регулирования (за исключением периода паводка), меньшую зону нечувствительности АРЧВ. Поэтому обычно именно гидроэлектростанции участвуют во вторичном регулировании частоты.

Вторичное регулирование осуществляется за счет перемещения характеристики АРЧВ агрегата параллельно самой себе при помощи механизма управления турбиной. Соответственно перемещается и харак-

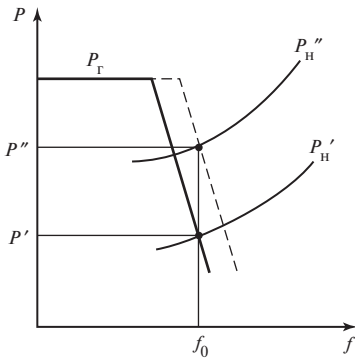


Рис. 3.6. Перемещение характеристики турбины при вторичном регулировании частоты

теристика эквивалентного генератора, как показано на рис. 3.6.

В крупных энергосистемах появляется необходимость поддержания соответствия производства и потребления электроэнергии не только в энергосистеме в целом, но и в отдельных ее частях (регионах). Эта необходимость может быть связана с хозяйственной самостоятельностью частей энергосистемы или с недостаточной пропускной способностью линий электропередачи, ограничивающей обмен мощностью между частями энергосистемы. Поддержание соответствия между потреблением и производством внутри регионов требует регулирования не

только частоты, но и перетоков мощности.

С ростом энергосистем и их объединением колебания частоты уменьшаются, необходимость же в регулировании перетоков обычно возрастает, так как увеличивается вероятность появления слабых связей, имеющих недостаточную пропускную способность. Поэтому регулирование перетоков мощности становится во многих случаях задачей не менее важной, чем регулирование частоты. Поскольку вручную решать эту задачу весьма сложно, создаются системы автоматического регулирования частоты и мощности.

В объединенных энергосистемах применяются два основных *принципа вторичного регулирования частоты и мощности*:

централизованное регулирование частоты в сочетании с региональным регулированием мощности электростанций;

децентрализованное комплексное регулирование частоты и перетоков мощности.

В основе *централизованного принципа* лежит регулирование одной энергосистемой частоты, т.е. баланса мощности во всем энергообъединении независимо от места возникновения небаланса мощности, и регулирование своих перетоков мощности другими энергосистемами независимо от частоты. Этот принцип обладает достаточной эффективностью, если у регулирующей энергосистемы имеются достаточный резерв мощности и диапазон регулирования и если межсистемные линии электропередачи не ограничивают своей пропускной способностью возможность компенсации небаланса мощности, возникающего в любой энергосистеме.

Основным недостатком данного принципа являются неравноправные взаимоотношения энергосистем объединения, одна из которых несет затраты на содержание регулировочных мощностей для всех энергосистем.

Принцип децентрализованного вторичного регулирования наиболее распространен в мировой практике регулирования режима в межгосударственных объединениях энергосистем различных стран (UCTE, NORDEL и др.).

Основным преимуществом данного принципа является справедливое и равноправное участие партнеров по параллельной работе в поддержании нормального уровня частоты и согласованных перетоков мощности. При этом обеспечивается устранение в данной энергосистеме небаланса мощности независимо от того, является ли он единственной причиной отклонения частоты или существует одновременно с наличием небалансов в других энергосистемах.

К недостаткам принципа относится необходимость оперативного вмешательства для восстановления частоты при неустранении энергосистемой-«виновницей» своего небаланса. В этом случае осуществляется **третьичное регулирование режима**.

В заключение рассмотрим кратко современное состояние регулирования частоты и мощности в Единой энергетической системе России. Анализируется и исследуется возможность создания энергообъединения «Восток — Запад» на основе использования уже существующих линий электропередачи переменного тока 400—750 кВ между Украиной и странами Центральной Европы. В связи с этим проведены исследования качества регулирования частоты в Западной и Восточной зонах будущего энергообъединения. Исследования показали более низкую стабильность частоты в Восточной зоне (среднесуточные отклонения частоты на Западе 10—20 мГц, а на Востоке — большие значения). Особенно большие отклонения на Востоке происходят весной и во второй половине ночи, что говорит об отсутствии гибкости средств регулирования, особенно энергоблоков ТЭС, о трудностях разгрузки энергоблоков и о недостаточности средств краткосрочного регулирования, что объясняется в основном следующими причинами:

величина и характеристики вращающегося резерва не являются жестко регламентированными;

крупные тепловые и тем более атомные электростанции в регулировании частоты практически не участвуют из-за их низкой маневренности и неготовности к этому оборудования и технологической автоматики;

вследствие неудовлетворительной структуры генерирующих мощностей (недостаточная мощность ГЭС, одна ГАЭС на всю Россию, отсутствие на ТЭС энергоблоков с хорошей маневренностью и т.п.) нет возможности поддерживать баланс мощности при нормальной частоте в отдельные ночные часы и в период паводка из-за недостаточного регулировочного диапазона ТЭС. Энергоблоки мощностью 300 и 800 МВт в первичном и вторичном регулировании частоты недоиспользуются. Одной из причин этого является отсутствие материальной заинтересованности электростанций в активном участии в регулировании частоты в энергосистеме.

В настоящее время прорабатываются мероприятия, которые позволят повысить качество регулирования частоты в ЕЭС России, что важно не только в связи с перспективой создания энергообъединения «Восток — Запад», но и для самой ЕЭС России.

3.7. Основные принципы диспетчерского управления

Основная особенность энергетической системы, заключающаяся в единстве технологического процесса и неразрывной связи отдельных ее элементов, требует единого управления процессом работы всей системы. В связи с этим с начала развития энергетических систем стала развиваться и техника управления ими из единого центра.

Необходимость централизации управления энергосистемами выявилась еще на заре их организации. Для этой цели в первом десятилетии XX в. была создана особая должность «распределителя нагрузок» (диспетчера).

Диспетчерское управление — это вид оперативного подчинения, когда операции с тем или иным оборудованием ЕЭС проводятся только по распоряжению *диспетчера* (старшего дежурного персонала), в управлении которого это оборудование находится.

В оперативном управлении диспетчера находится оборудование, операции с которым требуют координации действий подчиненного оперативного персонала или согласованных изменений в релейной защите и автоматике.

В основе построения диспетчерского управления ЕЭС лежит следующее:

- разграничение диспетчерских и общехозяйственных функций, т.е. обеспечение независимости системы диспетчерского управления (в пределах ее функций) от административно-хозяйственной деятельности руководства энергокомпаний;

- иерархическое построение системы с прямым подчинением дежурного оперативного персонала каждой ступени управления персоналу более высокой ступени;

- представление персоналу каждой ступени максимальной самостоятельности в выполнении всех оперативных функций, не требующих вмешательства оперативного руководителя более высокой ступени;

- четкое разграничение функций и ответственности оперативного персонала всех ступеней управления по ведению нормальных режимов и ликвидации аварийных ситуаций;

- строжайшая диспетчерская дисциплина.

Первоначальной задачей диспетчера было именно только распределение мощности. В дальнейшем его функции резко расширились. На диспетчера энергосистемы были возложены управление режимом или по крайней мере контроль над режимом всех элементов энергосистемы и ликвидация аварий. В настоящее время функции диспетчера энергетической системы зна-

чительно шире и охватывают регулирование всех процессов в ней, имеющих существенное значение для всей энергосистемы, а не для отдельных ее элементов. Диспетчер системы осуществляет руководство:

- распределением активной и реактивной мощностей между отдельными электростанциями энергосистемы;

- регулированием частоты во всей энергосистеме и напряжений в основных ее точках;

- регулированием потоков мощности по отдельным участкам электрической сети;

- производством всех коммутационных переключений в основных сетях системы и на электростанциях;

- вводом в работу и выводом из работы отдельных агрегатов электростанций и сетей как для целей ремонта, так и в резерв;

- ликвидацией аварий на электростанциях и в основных сетях энергосистемы;

- регулированием режима и водотока ГЭС;

- изменением настройки релейной защиты и т.д.

Диспетчеру энергетической системы подчиняется весь старший оперативный персонал электростанций и электрических сетей.

Для правильного осуществления своих функций диспетчер энергосистемы должен иметь:

- надлежащую, надежную и хорошо резервированную связь со всем подчиненным ему оперативным персоналом, позволяющую диспетчеру непосредственно связываться с подчиненным ему персоналом;

- надлежащее оборудование телеизмерительными установками и устройствами телесигнализации от важнейших пунктов системы, позволяющее диспетчеру получить необходимые сведения о состоянии основных параметров энергосистемы;

- надлежащее оборудование установками телеуправления, позволяющее диспетчеру самому осуществлять необходимые и неотложные операции в основной сети;

- материалы по запланированному режиму энергетической системы, которые позволяют диспетчеру сосредоточить свое внимание главным образом на отклонениях от запланированного режима, что облегчает его работу.

3.8. Иерархическая система диспетчерского управления ЭЭС России

ЭЭС России состоит из 6 параллельно работающих ОЭС: Центра, Северо-Запада, Средней Волги, Северного Кавказа, Урала, Сибири, которые в свою очередь связаны как с ОЭС и ЭЭС бывшего СССР—Беларуси, Украины, Казахстана, Прибалтики (в ее состав входят ЭЭС Латвии, Литвы и Эстонии), Закавказья (в ее состав входят ЭЭС Армении, Азербайджана и Грузии), так и ЭЭС Польши, Финляндии, Турции, Монголии,

Норвегии. Кроме того, в состав ЕЭС России входит ОЭС Востока, которая связана слабой межсистемной связью 220 кВ с ОЭС Сибири.

В России функционируют 73 районные ЭЭС (АО-энерго), из них 66 входят в состав ЕЭС России. В ОЭС Востока параллельно работают три ЭЭС: Амурская, Хабаровская и Дальневосточная, остальные четыре ЭЭС на востоке России работают изолированно.

Режимы работы ЭЭС России осложнены тем, что ряд ОЭС и ЭЭС России связаны с основной частью ЕЭС через сети ОЭС и ЭЭС, не входящие в состав ЕЭС России. Основная межсистемная связь 500 кВ между ОЭС Сибири и Урала проходит по территории Казахстана. Основной поток мощности между ОЭС Центра и Северного Кавказа проходит по ЛЭП СВН ОЭС Украины. ЭЭС Калининграда связана с ОЭС Северо-Запада через ЭЭС Литвы.

ОЭС Северо-Запада передает электроэнергию в Финляндию, которая входит в состав ОЭС NORDEL, через вставку постоянного тока.

Передачу электроэнергии между почти всеми ОЭС России обеспечивают в основном ЛЭП 500 и 220 кВ.

Иерархическая (централизованно-ступенчатая) система диспетчерского управления ЕЭС России имеет три ступени: Центральное диспетчерское управление (ЦДУ) ЕЭС, объединенные диспетчерские управления (ОДУ) ОЭС, центральные диспетчерские службы (ЦДС) ЭЭС.

В оперативном ведении диспетчера:

ЭЭС находится все оборудование данной энергосистемы, обеспечивающее производство и распределение электроэнергии, оперативное управление энергетическими объектами, играющими особую важную роль в ОЭС и ЕЭС, только в виде исключения оно может быть поручено диспетчеру ОДУ или ЦДУ;

ОДУ находятся суммарная рабочая мощность и резерв мощности ЭЭС, электростанции и агрегаты большой мощности, межсистемные связи и объекты основных средств, влияющих на режим ОЭС; в оперативное управление диспетчера ОДУ передается оборудование, операции с которым требуют координации действий диспетчеров ЭЭС;

ЦДУ ЕЭС находятся суммарная рабочая мощность и резерв мощности ОЭС, электрические связи между ОЭС, а также важнейшие связи внутри ОЭС и объекты, режим работы которых решающим образом влияет на режим работы ЕЭС.

3.9. Временные уровни управления режимами ЭЭС

Задачи управления режимами ЭЭС делятся на четыре временных уровня (для каждой ступени территориальной иерархии):

1. *Долгосрочное планирование режимов* (на месяц, год).

Задачи этого уровня:

прогнозирование потребления энергии и характерных графиков нагрузки;

разработка балансов мощности и электроэнергии (годовых, квартальных, месячных);

оптимизация планов использования энергоресурсов и проведения плановых ремонтов;

разработка схем и режимов для характерных периодов года (осенне-зимний максимум, период паводка и др.), а также в связи с вводом новых объектов и расширением состава параллельно работающих ЭЭС;

решение всего комплекса вопросов повышения надежности электроснабжения и качества электроэнергии, внедрения и совершенствования средств диспетчерского управления и систем автоматического управления нормальными и аварийными режимами;

разработка диспетчерских инструкций.

2. *Краткосрочное планирование режимов* (на сутки, неделю).

Задачи этого уровня:

корректировка решений 1-го уровня по мере изменения и уточнения условий работы ЭЭС (уровень потребления, обеспеченность гидроресурсами, топливная конъюнктура и т.п.); ряд решений 1-го уровня выступает здесь в виде ограничений (недельные или суточные расходы гидроресурсов, мощности агрегатов, выведенных в ремонт, и т.п.).

3. *Оперативное управление текущими режимами.*

Задачи этого уровня:

оперативное ведение текущего режима по суточным планам-графикам; корректировка (дооптимизация) режима при отклонении параметров режима от плановых значений.

4. *Автоматическое управление нормальными и аварийными режимами.*

Задачи этого уровня:

автоматическое управление, проводимое централизованными и местными системами и устройствами автоматического регулирования режима, устройствами релейной защиты и противоаварийной автоматики.

3.10. Автоматизированная система диспетчерского управления

Автоматизированная система диспетчерского управления (АСДУ) ЭЭС представляет собой иерархически построенную человеко-машинную систему, обеспечивающую по всей территории, охватываемой электрическими сетями, сбор, преобразование, передачу, переработку и отображение информации о состоянии и режиме энергосистемы, формирование на основе собранной информации, передачу и реализацию управляющих команд с целью выполнения системой (за счет располагаемых средств) функций надежного и экономичного снабжения электрической и тепловой энергией требуемого качества всех ее потребителей [3.5].

АСДУ включает в себя:

- управляющие вычислительные центры (УВЦ) в ЦДУ ЕЭС, ОДУ ОЭС, ЦДС ЭЭС, диспетчерские пункты (ДП) предприятий электрических сетей (ПЭС);
- автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП) электростанций, энергоблоков электростанций и подстанций;
- централизованные и локальные системы автоматического регулирования и управления.

Все элементы АСДУ ЕЭС объединяет единая первичная сеть сбора и передачи оперативной информации и управляющих команд.

Основной составляющей АСДУ в УВЦ являются оперативные информационно-управляющие комплексы (ОИУК), с помощью которых диспетчерский персонал ЦДУ, ОДУ и ЦДС осуществляет: контроль за текущим состоянием управляемой энергосистемы (схемой, режимами и средствами управления), ретроспективный анализ происшедших событий, оценку перспективных режимов. Используя информацию о текущем и перспективном состоянии ЭЭС, графиках нагрузки, планах проведения ремонтных работ по оперативным заявкам с учетом указаний и рекомендаций диспетчерских инструкций и директивных материалов, диспетчерский персонал обеспечивает:

выработку воздействий на управляемые объекты (регулирование режима ЭЭС по активной и реактивной мощности, включая регулирование графиков нагрузки электростанций);

вывод оборудования и средств автоматического и оперативного управления в ремонт и ввод их в работу после ремонта;

ввод в работу нового оборудования и средств управления;

изменение схемы контролируемой сети;

ликвидацию аварийных ситуаций и восстановление нормального режима работы ЭЭС;

ведение оперативной отчетности;

передачу оперативной информации.

Управляющие воздействия передаются диспетчерским персоналом ЦДУ, ОДУ, ЦДС на оперативно подчиненные объекты через диспетчерский персонал этих объектов или непосредственно на АСУТП и системы автоматического регулирования и управления энергообъектами с помощью устройств телеуправления. Управляющие воздействия обеспечивают изменение:

схемы электрической сети;

состава оборудования электростанций и подстанций;

алгоритмов и параметров настройки средств автоматического и оперативного управления;

устройств автоматики;

нагрузки агрегатов электростанций;

нагрузки потребителей;

напряжений в контрольных точках электрической сети (посредством воздействия на возбуждение синхронных машин, включения или отключения устройств компенсации реактивной мощности, переключения анцапф трансформаторов).

Все задачи управления, которые обеспечивают формирование управляющих решений, делятся на оптимизационные и оценочные. Решение оптимизационных задач достигается при удовлетворении какого-либо критерия оптимизации, а оценочных задач — при удовлетворении соответствующих уравнений состояния объекта.

Основной задачей управления ЕЭС является надежное снабжение электрической и тепловой энергией требуемого качества при минимальных затратах на ее производство, преобразование, передачу и распределение, поэтому основным критерием при выработке управляющих решений на всех уровнях иерархии управления ЕЭС, когда это возможно, используется минимум затрат в течение рассматриваемого периода времени. Хозяйственная самостоятельность отдельных территорий, охватываемых сетями ЕЭС, может приводить к тому, что критерии управления для различных частей ЕЭС (ОЭС, ЭЭС) окажутся разными и потребуются их взаимное согласование с использованием специальных алгоритмов. При формировании и решении задач в АСДУ необходимо обеспечить требования по качеству электрической и тепловой энергии и по надежности электроснабжения и теплоснабжения потребителей.

Информационное обеспечение АСДУ состоит из следующей информации:

- прогноза метеорологической обстановки — для повышения точности прогнозирования нагрузки и вероятностей отказов оборудования;

- маневренных характеристик агрегатов и электростанций — для расчета их располагаемой и рабочей мощности и состава работающего и резервного оборудования на них;

- отказов основного оборудования ЕЭС — для расчета и прогнозирования его показателей надежности;

- качества топлива, которое поставляется на ТЭС;

- состояния основного оборудования (генераторов, ЛЭП, трансформаторов и др.) — для принятия решения о времени вывода его в ремонт (определяется заблаговременно в процессе его диагностики);

- фактически обеспечиваемой надежности электроснабжения и теплоснабжения потребителей — для выбора оптимальных способов ее повышения;

- прогноза притока воды в водохранилища ГЭС — для оптимизации выработки электроэнергии на ГЭС.

Необходимая информация поступает извне или вырабатывается внутри ЕЭС в процессе управления. Наибольшие объемы информации используются в темпе процесса производства, передачи и распределения электроэнергии. Разные управляемые процессы изменяются по-разному: быстро, недостаточно быстро и медленно, соответственно и задержки в реализации управляющих воздействий будут различные, различным будет и время получения и использования информации.

Информация, которая обеспечивается средствами телемеханики, называется *телемеханической*. Рассмотрим примерные допустимые диапазоны ее задержки при передаче от объектов управления в центр управления (*контрольная информация*) и обратно (*командная информация*):

информация для автоматических противоаварийных систем (телеотключение) — десятки миллисекунд;

телесигнализация положения выключателей и разъединителей — секунды;

телеизмерения контролируемых параметров (мгновенные значения) — единицы и десятки секунд;

телеизмерения, телерасчет (интегральные значения) — несколько десятков секунд;

телеизмерения и телекоманды для систем автоматического регулирования — до 1 с;

телеуправление (ТУ) — несколько секунд;

ответная телесигнализация (после ТУ) — до 10 с;

межуровневый машинный обмен между информационными базами данных ЭВМ ОИУК — несколько минут;

диспетчерская ведомость по производству и потреблению энергии — 1 раз в час.

Качество телемеханической информации определяется погрешностью (классом точности) всех устройств, входящих в цепочку передачи информации, и лежит в пределах от долей процента до нескольких процентов.

Кроме того, существенное влияние на качество телеинформации оказывает запаздывание телепередачи. Чтобы уменьшить это запаздывание, приходится увеличивать частоту производимых измерений и скорость передачи информации, что требует расширения каналов связи и увеличения их стоимости. Применение существующих каналов связи без их расширения требует использования методов сжатия информации, адаптивных алгоритмов передачи сообщений, системы приоритетов и т.п.

3.11. Структура системы противоаварийной автоматики

Одной из основных задач АСДУ является противоаварийное управление с целью локализации аварий и ликвидации аварийного режима работы ЭЭС или отдельных ее частей.

Для такого управления в настоящее время разработан ряд устройств противоаварийной автоматики (ПА). Для решения этой задачи во всех энергосистемах введена система ПА, структура которой показана на рис. 3.7. В соответствии с требованиями, которые предъявляются к каждому элементу системы ПА, ее структуру можно разделить на три подсистемы:

предупредительную;

локализирующую;

восстановительную.

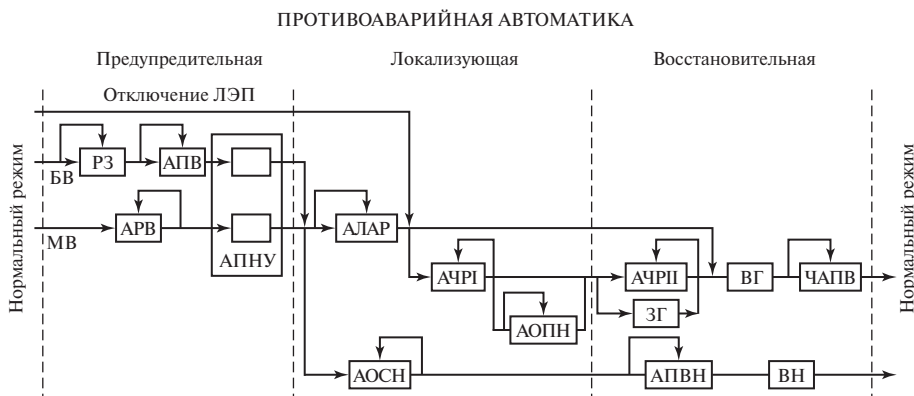


Рис. 3.7. Структура противоаварийной автоматики ЭЭС:

БВ — большое возмущение; МВ — малое возмущение; РЗ — релейная защита; АПВ — автоматическое повторное включение; АРВ — автоматическое регулирование возбуждения; АПНУ — автоматика предотвращения нарушения устойчивости; АЛАР — автоматика ликвидации асинхронного режима; АОСН — автоматика ограничения снижения напряжения; АОПН — автоматика ограничения повышения напряжения; АЧР — автоматическая частотная разгрузка; ЗГ — загрузка генераторов; ВГ — включение гидрогенераторов; ЧАПВ — АПВ по частоте; АПВН — АПВ по напряжению; ВН — включение нагрузки

Предупредительная подсистема необходима для обнаружения и предотвращения аварийной ситуации. Она включает в себя:

1) *релейную защиту (РЗ)*, которая обнаруживает аварийные ситуации и дает сигнал готовности к возможному действию остальным устройствам ПА; состоит из большого числа элементов, каждый из которых отвечает за определенный участок системы или за определенный вид аварии;

2) *автоматическое повторное включение (АПВ)* предназначено для восстановления нормальной работы энергосистемы после отключения того элемента, в котором обнаружена аварийная ситуация, путем повторного включения этого элемента;

3) *автоматическое регулирование возбуждения (АРВ)* синхронных генераторов; это устройство путем воздействия на ток возбуждения генератора поддерживает заданное значение напряжения на зажимах генератора, а также стабилизирует ЭЭС при малых возмущениях режима, обеспечивая тем самым статистическую устойчивость;

4) *автоматику предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ)* параллельной работы энергосистем, которая осуществляет непрерывный контроль частоты в энергосистеме и режимов работы межсистемных связей, что позволяет в случае возникновения аварийной ситуации путем воздействия на регуляторы скорости турбин не только перераспределять нагрузку электростанций между собой, но и регулировать частоту в энергосистеме или отдельных ее частях.

АПНУ включает в себя следующие виды автоматики разгрузки, действующие при:

отключении одной или двух ЛЭП [автоматика разгрузки одной ЛЭП (АРОЛ) или двух ЛЭП (АРДЛ)], т.е. при отключении по какой-либо причине одной или двух параллельных ЛЭП, входящих в состав межсистемных связей, и нарушении нормального режима ЭЭС, что вызывает снижение частоты в одной части ЭЭС и ее повышение в другой части ЭЭС, АПНУ перераспределяет нагрузку электростанций с целью возвращения частоты к номинальному значению;

статической перегрузке ЛЭП [автоматика разгрузки при статической перегрузке (АРСП)], в этом случае АПНУ стремится сохранить статическую устойчивость работы ЭЭС;

динамической перегрузке ЛЭП [автоматика разгрузки при динамической перегрузке (АРДП)], в этом случае АПНУ стремится сохранить динамическую устойчивость работы ЭЭС;

отключении генераторов [автоматика разгрузки при отключении генераторов (АРОГ)], т.е. при отключении генераторов по каким-либо причинам и снижении частоты в ЭЭС АПНУ перераспределяет нагрузку этих генераторов другим электростанциям;

близких или затяжных коротких замыканий [автоматика разгрузки при коротких замыканиях (АРКЗ)], в этих случаях АПНУ стремится сохранить динамическую устойчивость путем разгрузки генераторов электростанций.

С целью выполнения своих функций АПНУ может воздействовать на: отключение генераторов;

кратковременную (импульсную) или длительную разгрузку турбин;

отключение части нагрузки потребителей;

частотный пуск гидрогенераторов и перевод их из режима синхронного компенсатора в режим генерации активной мощности;

загрузку гидро- и турбогенераторов;

электрическое торможение агрегатов;

отключение шунтирующих реакторов;

форсировку устройств продольной и поперечной компенсации;

форсировку возбуждения генераторов;

изменение уставки АРВ по напряжению генераторов.

В случае, если автоматика предупредительной подсистемы не смогла ликвидировать аварийную ситуацию, используется автоматика локализирующей и восстановительной подсистем.

Локализирующая подсистема включает в себя:

1) *автоматику ликвидации асинхронного режима* (АЛАР) части энергосистемы или всей энергосистемы; это устройство контролирует перегрузку ЛЭП или группы ЛЭП по току и активной мощности, а также может отслеживать разницу фаз напряжений между узлами, ограничивающими межсистемные ЛЭП, в случае появления больших колебаний

частоты вращения роторов генераторов и соответственно частоты в ЭЭС АЛАР разгружает генераторы электростанций;

2) *автоматику ограничения снижения напряжения* (АОСН); в случае снижения напряжения ниже допустимого уровня это устройство может воздействовать не только на АРВ генераторов и синхронных компенсаторов, но и на отключение шунтирующих реакторов, которые обычно включают с целью снижения напряжения на ЛЭП СВН и УВН при небольших потоках мощности по ним;

3) *автоматику ограничения повышения напряжения* (АОПН); в случае повышения напряжения выше допустимого уровня это устройство может воздействовать на АРВ генераторов и синхронных компенсаторов и на включение шунтирующих реакторов (противоположное АОСН действие);

4) *автоматическую частотную разгрузку* (АЧР) 1-й очереди; это устройство отключает часть нагрузки энергосистемы (обычно это потребители III категории по надежности электроснабжения) в случае снижения частоты ниже допустимого уровня, т.е. когда все другие возможности регулирования частоты исчерпаны.

На АЛАР возлагаются следующие функции:

деление ЭЭС;

ресинхронизация частей энергосистемы, вышедших из синхронной работы;

предварительное деление ЭЭС с последующей ресинхронизацией частей ЭЭС, работающих раздельно.

Восстановительная подсистема включает в себя:

1) АЧР 2-й очереди, которая продолжает отключать потребителей, если частота не достигла допустимых значений;

2) АПВ по напряжению (АПВН); это устройство восстанавливает работу тех элементов энергосистемы, которые отключила АОСН;

3) АПВ по частоте (ЧАПВ); это устройство восстанавливает электроснабжение потребителей, отключенных АЧР.

Кроме того, в объединенной ЭЭС существуют:

1) *автоматика ограничения снижения частоты* (АОСЧ), которая выполняет следующие функции:

автоматическую частотную разгрузку (АЧР);

дополнительную разгрузку, действующую при больших местных дефицитах мощности в целях предотвращения лавины частоты и напряжения;

мобилизацию резервов активной мощности;

выделение электростанций или генераторов со сбалансированной нагрузкой, выделение генераторов на питание собственных нужд электростанций;

восстановление питания отключенных потребителей при восстановлении частоты (ЧАПВ);

2) *автоматика ограничения повышения частоты* (АОПЧ), которая осуществляет отключение генераторов электростанций в случае повышения частоты выше допустимого уровня;

3) *автоматика разгрузки оборудования (АРО)*, которая снижает ток в контролируемом оборудовании в случае недопустимой его перегрузки; в зависимости от перегрузки АРО может:

- разгрузить турбину, отключить генераторы электростанций;
- отключить нагрузку;
- разделить сеть;
- отключить перегруженное оборудование.

Контрольные вопросы

1. Как классифицируются режимы ЭЭС и в чем состоят задачи управления ими?
2. Чем различаются понятия «статическая», «динамическая» и «результатирующая» устойчивость?
3. Каковы нормативные показатели устойчивости ЭЭС?
4. Какие средства используются для регулирования напряжения в электрических сетях?
5. Какие области применения трансформаторов с ПБВ и с РПН?
6. Каковы задачи различных систем регулирования частоты?
7. От чего зависит распределение мощности между электростанциями при первичном регулировании частоты?
8. Какие используются принципы вторичного регулирования частоты?
9. Что положено в основу построения диспетчерской системы ЕЭС?
10. Каковы функции диспетчера ЭЭС?
11. Каковы задачи различных временных уровней управления режимами ЭЭС?
12. Из чего состоит информационное обеспечение АСДУ?
13. Какие основные подсистемы содержит система противоаварийной автоматики и каковы их функции?
14. На что действует автоматика предотвращения нарушения устойчивости?

Литература для самостоятельного изучения

- 3.1. **Веников В.А.** Переходные электрохимические процессы в электрических системах. М.: Высшая школа, 1985.
- 3.2. **Электрические системы.** Электрические сети / под ред. В.А. Веникова, В.А. Строева. М.: Высшая школа, 1998.
- 3.3. **Идельчик В.И.** Электрические системы и сети. М.: Энергоатомиздат, 1989.
- 3.4. **Веников В.А., Идельчик В.И., Лисеев М.С.** Регулирование напряжения в электроэнергетических системах. М.: Энергоатомиздат, 1985.
- 3.5. **Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике** / под ред. Ю.Н. Руденко, В.А. Семенова. М.: Издательство МЭИ, 2000.

Глава четвертая

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Содержание

- 4.1. Общие сведения
- 4.2. Основные требования, предъявляемые к схемам распределительных устройств электроустановок
- 4.3. Классификация схем распределительных устройств
- 4.4. Схемы, применяемые на генераторном напряжении
- 4.5. Схемы, применяемые на высшем и среднем напряжениях
- 4.6. Типовая сетка схем распределительных устройств
- 4.7. Структурные схемы электрических станций и подстанций
- 4.8. Электроснабжение собственных нужд электростанций и подстанций
- Контрольные вопросы
- Литература для самостоятельного изучения

4.1. Общие сведения

На электрических станциях (ЭС) и подстанциях (ПС) для электрической связи различных элементов электрооборудования сооружаются распределительные устройства (РУ).

Распределительным устройством называется сооружение, которое служит для приема и распределения электрической энергии и содержит коммутационные аппараты, сборные и соединительные шины, токопроводы, вспомогательные устройства (компрессорные, аккумуляторные и другие установки), а также устройства релейной защиты и автоматики, измерительные и вычислительные комплексы.

В РУ все присоединения посредством выключателей и разъединителей подключаются к общим участкам токоведущих шин (сборным шинам). В общем случае на ЭС сооружаются РУ на нескольких напряжениях, которые, как правило, связаны между собой через трансформаторы (автотрансформаторы). Различают РУ генераторного (ГРУ), высшего (ВН) и среднего (СН) напряжений, а также РУ собственных нужд (с.н.).

По способу исполнения РУ бывают открытого (ОРУ) и закрытого (ЗРУ) исполнения (рис. 4.1). Все или основное оборудование ОРУ располагается на открытом воздухе (вне помещения), тогда как оборудование ЗРУ располагается в специальном здании. Как ОРУ, так и ЗРУ могут быть



Рис. 4.1. Открытое распределительное устройство (ОРУ) ТЭЦ-21 Мосэнерго

комплектными внутренней (КРУ) или наружной (КРУН) установки, т.е. состоящими из полностью или частично закрытых шкафов или блоков со встроенными в них аппаратами, устройствами релейной защиты и автоматики. Шкафы КРУН и КРУ поставляются заводами-изготовителями в собранном или полностью подготовленном к сборке виде.

ГРУ сооружаются на электрических станциях в тех случаях, когда определенная доля электрической энергии отпускается потребителям на генераторном напряжении. Как правило, это — ТЭЦ и ГЭС малой и средней мощности. Современные ТЭЦ сооружаются с агрегатами единичной мощностью 100 МВт и более, выдача мощности на таких электростанциях производится на повышенных напряжениях (110 кВ и выше), как это осуществляется и на конденсационных (КЭС) и атомных (АЭС) электростанциях, на которых нет необходимости иметь ГРУ.

Схему электрических соединений ЭС и ПС можно разделить на две основные части — главную схему электрических соединений и схему соединения собственных нужд.

Главная схема электрических соединений представляет собой совокупность основного электрооборудования (генераторы, трансформаторы, линии электропередачи), сборных шин, коммутационной и другой первичной аппаратуры со всеми выполненными между ними соединениями. Схема электрических соединений собственных нужд (с.н.) есть не что иное, как главная схема электрических соединений, относящаяся к потребителям собственно ЭС (ПС).

Кроме указанных схем различают принципиальные, оперативные и монтажные схемы электрических соединений, а также *схемы вторичных соединений*.

К схемам вторичных соединений относятся электрические схемы цепей управления, релейной защиты и автоматики, контроля состояния оборудования, автоматизированной системы управления и т.п.

Принципиальные электрические схемы выполняются при проектировании, используются при обучении и анализе.

Оперативные схемы служат для отображения истинного состояния элементов схемы на текущий момент времени и используются оперативным персоналом в повседневной работе.

Монтажные схемы применяют при монтаже и наладке электрооборудования.

Главная, принципиальная и оперативная схемы изображаются в однолинейном исполнении, как правило, при отключенном положении всех элементов электроустановки (исключая оперативную схему). Все элементы схемы и связи между ними изображаются в соответствии со стандартами Единой системы конструкторской документации (ЕСКД) в виде условных графических обозначений.

4.2. Основные требования, предъявляемые к схемам распределительных устройств электроустановок

К схемам электрических соединений электроустановок предъявляется целый комплекс требований, из которых можно выделить семь основных: надежность, экономичность, удобство эксплуатации, технологическая гибкость, экологическая чистота, компактность и унифицированность.

По степени надежности главные схемы ЭС должны выбираться исходя из важности и значения электростанции в энергосистеме с точки зрения надежного электроснабжения потребителей электрической энергии. Выбранная схема, в частности, должна обеспечивать:

- допустимую (минимальную) потерю генераторной мощности ЭС в расчетных аварийных режимах (например, при устойчивом коротком замыкании на одной из систем шин ВН или СН);
- сохранение транзита системных связей через шины РУ при авариях на электростанции;

- ликвидацию аварий в РУ по возможности только операциями с выключателями;
- питание РУ с.н. от энергосистемы после полной остановки электростанции.

В зависимости от конкретных условий (например, при сооружении электростанций в зонах повышенной сейсмичности, вечной мерзлоты и др.) к надежности главных схем могут предъявляться и другие требования.

При выполнении схем ГРУ ТЭЦ и ПС должны учитываться требования, связанные с категорией потребителей по степени ответственности их электроснабжения.

В соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) все потребители делятся на три категории:

- I категория — электроприемники, нарушение электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение особо важных элементов городского хозяйства. Такие потребители должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания, иметь 100 %-ный резерв по питающим линиям электропередачи. Перерыв в электроснабжении таких потребителей допускается лишь на время автоматического ввода резервного питания (АВР), допустимого по условию самозапуска электродвигателей.

- II категория — электроприемники, перерыв в электроснабжении которых связан с массовым недоотпуском продукции, простоем рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушением нормальной деятельности значительного числа городских жителей. Для таких потребителей допускается перерыв в электроснабжении на время, необходимое для включения резервного питания дежурным персоналом или выездной оперативной бригадой. Питание таких потребителей допускается осуществлять через один силовой трансформатор (при наличии передвижного резерва) по одной линии электропередачи.

- III категория — все остальные электроприемники, не подходящие под определения I и II категорий (например, электроприемники цехов несерийного производства, вспомогательных цехов, небольших поселков и т.п.). Для таких потребителей допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для ремонта или замены поврежденного элемента сети, но не более одних суток.

Под экономичностью схемы подразумевается принятие решений с учетом необходимых капитальных вложений и ежегодных издержек на производство тепловой и электрической энергии при обеспечении требуемой степени надежности. Принятие того или иного уровня надежности схемы производится на основании сопоставления затрат на его обеспече-

ние с экономическими потерями (ущербом), связанными с нарушением ее работоспособности.

Под удобством эксплуатации схемы понимаются надежность работы и простота ее исполнения, снижение вероятности ошибок обслуживающего персонала в процессе эксплуатации, минимизация количества коммутаций в первичных и вторичных цепях, уменьшение количества аварий из-за ошибок персонала и отказов электрооборудования во время производства оперативных переключений.

Под технологической гибкостью схемы понимается ее способность адаптироваться к изменяющимся условиям работы при плановых ремонтах, аварийно-восстановительных работах, расширении, реконструкции и испытаниях.

Под экологической чистотой схемы понимается степень воздействия электроустановки на окружающую среду (шум, электрические и магнитные поля, выбросы, отходы и т.п.) и на человека.

Компактность схемы подразумевает минимизацию площадей, занимаемых РУ [например, применение элегазового распределительного устройства (КРУЭ) в 10 раз и более уменьшает площадь отчуждаемых земель для его сооружения по сравнению с традиционным решением].

Унифицированность схемы есть не что иное, как использование типовых решений, позволяющих снизить материальные, трудовые и финансовые затраты на проектирование, монтаж, пусконаладочные работы и эксплуатацию электроустановки.

4.3. Классификация схем распределительных устройств

На выбор схем РУ любого напряжения большое влияние оказывает совокупность следующих факторов:

- тип электрической станции;
- количество и мощность установленных генераторов;
- количество линий связи с энергосистемой и категория их ответственности;
- схема и уровень напряжения электрических сетей энергосистемы;
- значение токов короткого замыкания (КЗ);
- наличие оборудования требуемых параметров и его надежность;
- параметры территории для сооружения РУ по намеченной схеме;
- возможная конструкция РУ (ЗРУ, ОРУ).

В принятом условном делении схем РУ определяющим условием послужило количество выключателей на одно присоединение. Под присоединением в данном случае понимаются один или несколько трансформаторов, линии электропередачи, подключаемые через отдельные коммутационные аппараты средства компенсации реактивной мощно-

сти. В соответствии с принятым условным делением различают четыре основные группы схем РУ:

- схемы с коммутацией присоединения одним выключателем (рис. 4.2) — одна-две (в западных странах одна-две-три, реже — четыре и даже пять) системы сборных шин с обходной системой шин либо без нее;
- схемы с коммутацией присоединения двумя выключателями (рис. 4.3) — две системы сборных шин с двумя выключателями на присоединение (схема 2/1), две системы сборных шин с тремя выключателями на два присоединения (схема 3/2, или полупотная), две системы сборных шин с четырьмя выключателями на три присоединения (схема 4/3), многоугольники (треугольник, четырех-, пяти- и шестиугольник, в США

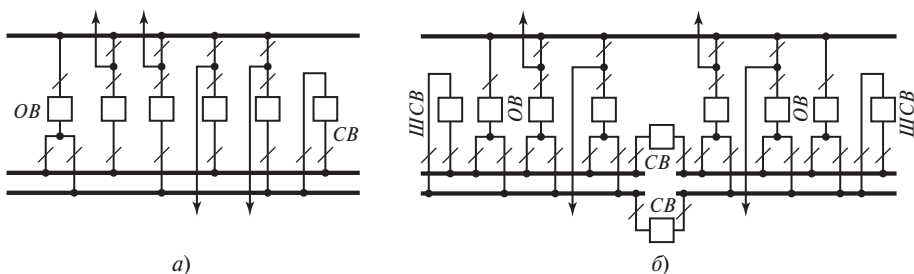


Рис. 4.2. Примеры схем РУ первой группы при наличии обходной системы шин:

а — с одной секционированной системой сборных шин с одним обходным выключателем; *б* — с двумя системами сборных шин с секционированием обеих систем сборных шин с двумя шиносоединительными и двумя обходными выключателями; *OB* — обходной выключатель; *CB* — секционный выключатель; *ШСВ* — шиносоединительный выключатель

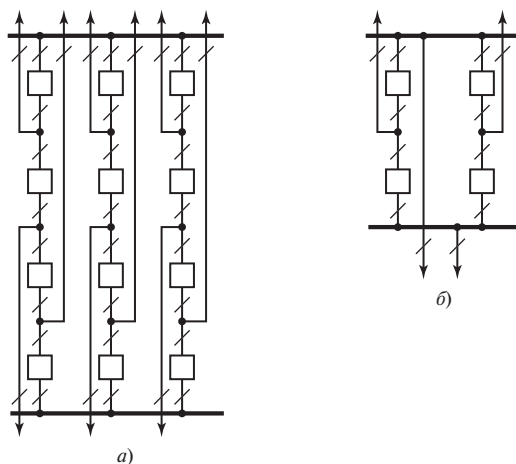


Рис. 4.3. Примеры схем РУ второй группы:

а — схема 4/3; *б* — многоугольник (четырёхугольник)

и Канаде считаются приемлемыми для использования и десяти-, двенадцатиугольники);

- схемы с коммутацией присоединения тремя и более выключателями (рис. 4.4) — связанные многоугольники, генератор—трансформатор—линия с уравнильно-обходным многоугольником, трансформаторы—шины;

- схемы упрощенные, в которых число выключателей меньше числа присоединений (рис. 4.5) — блочные, ответвления от проходящих линий, мостики, расширенный четырехугольник, заход-выход.

Схемы первой группы нередко именуются радиальными, второй и третьей групп — кольцевыми. В соответствии с этим принято говорить о радиальном и кольцевом построении схем РУ.

Классификация схем РУ в зависимости от числа выключателей на присоединение имеет под собой технико-экономическую основу.

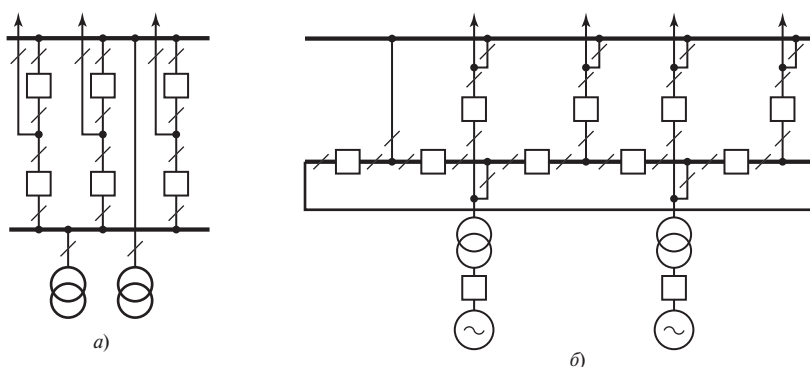


Рис. 4.4. Примеры схем РУ третьей группы:

а — трансформаторы—шины; *б* — генератор—трансформатор—линия с уравнильно-обходным многоугольником

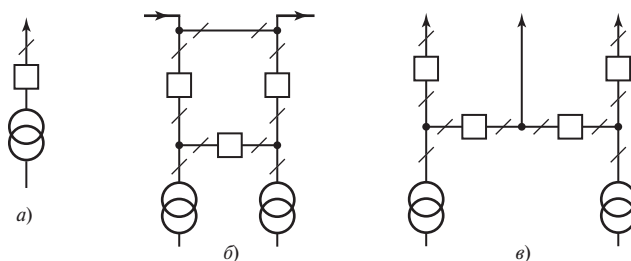


Рис. 4.5. Примеры схем РУ четвертой группы:

а — блок с выключателем; *б* — мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий; *в* — сдвоенный мостик

4.4. Схемы, применяемые на генераторном напряжении

Одиночная несекционированная система сборных шин (рис. 4.6) является простейшей схемой РУ. В этой схеме число выключателей равняется числу присоединений к сборным шинам. В каждой цепи кроме выключателя предусмотрена установка шинного и выходного (линейного) разъединителей, обеспечивающих отделение выключателя от других частей схемы (от шин и от сети) во время ремонта. Для ремонта любого выключателя и выходного разъединителя необходимо отключить от сборных шин соответствующее присоединение. Ремонт сборных шин и шинных разъединителей требует отключения всего РУ. При КЗ на сборных шинах происходит отключение всей установки, поэтому такие схемы применяются только для питания электроустановок потребителей II категории надежности.

Одиночная секционированная система сборных шин (рис. 4.7) по степени надежности превосходит предыдущую схему. Она позволяет распре-

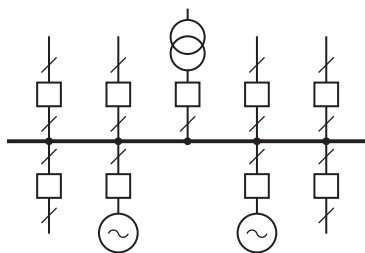


Рис. 4.6. Схема с одиночной несекционированной системой сборных шин

делить присоединения источников энергии и резервирующих друг друга линий электроснабжения потребителей I категории надежности таким образом, чтобы при аварии на одной из секций сборных шин или ее ремонте питание ответственных потребителей могло осуществляться от секции, оставшейся в работе. Надежность этой схемы может быть повышена, если для ее реализации применить КРУ, позволяющее производить быструю замену выкатной части — тележки с выключателем, что сводит к минимуму время, в течение

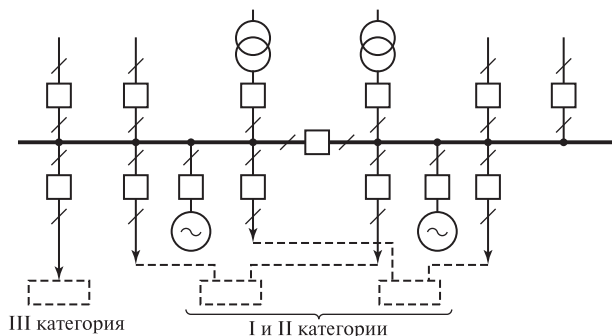


Рис. 4.7. Схема с одиночной секционированной системой сборных шин

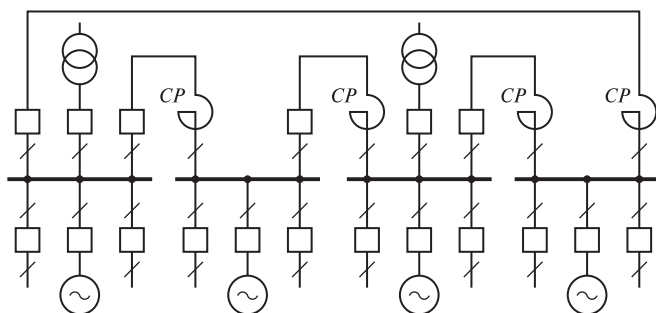


Рис. 4.8. Схема с одиночной секционированной системой сборных шин, замкнутых в кольцо:

СР — секционный токоограничивающий реактор

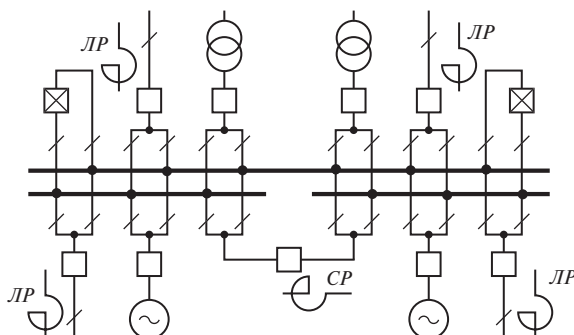


Рис. 4.9. Схема с двойной системой сборных шин:

ЛР — линейный токоограничивающий реактор; *СР* — секционный реактор

ние которого питание ответственных потребителей осуществляется по одной из линий электропередачи. Количество секций РУ выбирают исходя из числа и мощности генераторов. Выход из строя одной секции не должен приводить к отключению генераторной мощности, не восполнимой за счет резерва мощности ближайшего узла электрической системы.

При большом числе секций, во избежание перетоков мощности вдоль сборных шин и для создания для крайних и средних секций одинаковых условий эксплуатации, одиночная секционированная система сборных шин замыкается в кольцо (рис. 4.8). Для ограничения токов КЗ применяются токоограничивающие реакторы, которые устанавливаются между секциями и в цепях питающих линий.

Приведенные схемы имеют общий недостаток — во время ремонта одной рабочей секции питание ответственных потребителей осуществляется по одной рабочей линии, что существенно снижает их надежность.

Для повышения надежности питания потребителей применяется **двойная система сборных шин** (рис. 4.9), где кроме секций рабочих шин пре-

дусмотрена **резервная система шин**. Каждое присоединение имеет развилку из двух разъединителей, позволяющих подключать его к рабочей секции или резервной системе шин. В данной схеме оба шинных разъединителя помимо функции отделения ремонтируемого выключателя от шин выполняют и функцию аппаратов, с помощью которых производятся оперативные переключения при переводе присоединения с одних шин на другие.

Во избежание ошибочных операций с разъединителями (разрыв цепи с током) данная операция производится в строго установленной последовательности. Например, перевод присоединений со 2-й рабочей секции на резервную систему шин следует производить в следующем порядке:

- подается напряжение на резервную систему шин, для чего включаются оба шинных разъединителя шиносоединительного выключателя (ШСВ) 2-й секции, а затем и сам ШСВ;
- далее включают шинный разъединитель переводимого присоединения на резервную систему шин и затем отключают шинный разъединитель от рабочей секции. Во избежание разрыва разъединителем цепи с током предусмотрена блокировка, запрещающая отключение одного из указанных разъединителей при отключенном другом;
- эти операции поочередно повторяются с каждым из переводимых присоединений, включая секционный выключатель;
- по окончании перевода отключается ШСВ 2-й секции и с этого момента роль 2-й рабочей секции переходит к резервной системе шин.

Схема с резервной системой шин позволяет производить ремонт рабочих секций при сохранении резерва цепей питания ответственных потребителей. Ограничение токов КЗ осуществляется путем установки секционных и линейных токоограничивающих реакторов. Наряду с указанными преимуществами данная схема имеет следующие недостатки: вдвое увеличивается число шинных разъединителей; усложняется конструкция, а следовательно, и обслуживание РУ; увеличивается стоимость РУ.

4.5. Схемы, применяемые на высшем и среднем напряжениях

На высшем и среднем напряжениях применяются схемы с одиночной и двойной системами сборных шин (см. рис. 4.2 и 4.10). Эти схемы применяются в сочетании с обходной системой сборных шин, позволяющей производить поочередный ремонт выключателей без отключения присоединений путем замены ремонтируемого выключателя обходным выключателем (ОВ).

Вывод в ремонт выключателя присоединения производится в следующей последовательности:

- включаются оба разъединителя ОВ;
- включается ОВ и тем самым подается напряжение на обходную систему шин. Наличие напряжения на обходной системе шин свидетельствует об исправности ОВ;
- отключают ОВ;

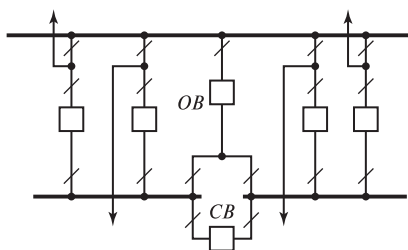


Рис. 4.10. Одиночная система сборных шин с обходной системой шин

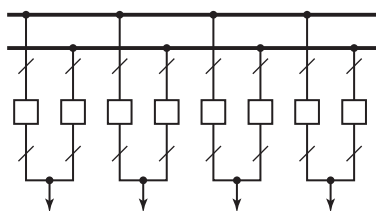


Рис. 4.11. Двойная система сборных шин с двумя выключателями на присоединение

- включают шинный разъединитель обходной системы шин ремонтируемого присоединения;
- включают ОВ;
- отключают выключатель ремонтируемого присоединения;
- отключают шинный и выходной разъединители ремонтируемого присоединения.

Теперь присоединение, выключатель которого выведен в ремонт, будет подключено к рабочей секции через ОВ. По окончании ремонта в обратной последовательности восстанавливается исходная схема питания.

Аналогичные операции необходимо произвести при выводе в ремонт выключателя присоединения и в схеме с двойной системой сборных шин с обходной системой шин.

Следует заметить, что идея использования обходной системы шин и ОВ в РУ генераторного напряжения применения не нашла.

В приведенных схемах каждое из присоединений подключается к сборным шинам через один выключатель.

На практике используют схему, в которой присоединение подключается к сборным шинам через развилку из двух выключателей (рис. 4.11). Наличие двух выключателей позволяет производить поочередный их ремонт без отключения присоединения (для этого необходимо отключить только ремонтируемый выключатель и его разъединители). Данная схема является самой дорогостоящей, так как требует двойного комплекта оборудования (выключателей).

Капитальные вложения в схему с двумя выключателями на присоединение можно уменьшить, сохранив все ее основные преимущества, если через три выключателя к двум сборным шинам подключить два присоединения (схема 3/2, или полуторная).

В данной схеме отключение присоединения производится двумя выключателями, что дает возможность производить их поочередный ремонт. Однако в случае аварийного отключения одного из присоединений смежное присоединение оказывается подключенным только к одной системе сборных шин через один выключатель. Попарное подключение к трем выключателям источников энергии и линий электропередачи

позволяет продолжать электроснабжение потребителей даже в случае отключения обеих систем сборных шин.

Аналогичными свойствами обладает и схема с двойной системой сборных шин с четырьмя выключателями на три присоединения (схема 4/3, см. рис. 4.3, а).

В РУ ВН также используются схемы, получившие название многоугольников (см. рис. 4.3, б). В этих схемах, как и в схемах на рис. 4.11, каждое присоединение подключается к узлу через два выключателя, что дает возможность производить их поочередный ремонт без отключения присоединения. В схемах многоугольников число выключателей равно числу присоединений, поэтому такие схемы значительно дешевле. На практике схемы с числом углов более шести не применяются. Это обусловлено тем, что с ростом числа углов увеличивается время, в течение которого один из выключателей находится в ремонте. Во время ремонта одного из выключателей схема многоугольника превращается в одиночную многократно секционированную систему сборных шин. Такая схема при КЗ на любом из присоединений распадается на две несинхронно работающие части, что может привести к нарушению транзита электрической энергии.

Третьей группе схем присущи характерные качества кольцевых схем. В схеме генератор—трансформатор—линия с уравнильно-обходным многоугольником наличие последнего обеспечивает связь блоков и позволяет получить необходимое по режиму работы экономичное распределение перетоков мощности. Поврежденный блок отключается от уравнильного многоугольника с размыканием последнего. При этом сохраняется электрическая часть между остальными блоками. Повреждение на линии отключается выключателем соответствующего блока или двумя выключателями уравнильного многоугольника. При необходимости любой выключатель РУ может быть выведен в ремонт без отключения соответствующего присоединения.

Четвертая группа схем характеризуется меньшим количеством выключателей по сравнению с числом присоединений при обеспечении достаточно надежного функционирования электроустановки. Число присоединений для этих схем сравнительно невелико (в пределах 4—6). Чаще всего схемы этой группы применяются на ПС и для РУ ТЭЦ.

4.6. Типовая сетка схем распределительных устройств

Основными документами, в которых содержатся требования к схемам РУ электроустановок, являются нормы технологического проектирования (НТП) ТЭС, АЭС, ГЭС, ГАЭС и ПС. Кроме того, существует целый ряд проектных документов, конкретизирующих особенности отраслевых требований. Так для ТЭС характерны следующие требования к РУ:

- на электростанциях с агрегатами мощностью 300 МВт и выше отказ любого из выключателей, кроме СВ или ШСВ, не должен приво-

доть к отключению более одного энергоблока и одной или нескольких линий электропередачи, если при этом обеспечивается устойчивость энергосистемы или ее части;

- при отказе СВ или ШСВ, а также при отказе одного из выключателей во время планового ремонта другого от сети не должно отключаться более двух энергоблоков мощностью 300 МВт и двух линий, если при этом обеспечивается устойчивость энергосистемы или ее части. При специальном обосновании допускается одновременное отключение более двух энергоблоков, если это допустимо по условиям сохранения устойчивости энергосистемы или ее части, не приводит к полному останову электростанции и не нарушает нормальной работы остальных энергоблоков;

- для ТЭЦ допустимое число и суммарная мощность одновременно отключаемых агрегатов при отказе любого выключателя определяется не только по условию сохранения устойчивости энергосистемы, но и по обеспечению электро- и теплоснабжения потребителей;

- отказ любого выключателя не должен сопровождаться отключением одной цепи (двух линий) двухцепного транзита напряжением 110 кВ и выше;

- отключение линии электропередачи должно производиться не более чем двумя выключателями, трансформаторов (автотрансформаторов) — не более чем тремя выключателями в каждом РУ повышенных напряжений;

- плановый ремонт выключателей напряжением 110 кВ и выше осуществляется без отключения соответствующих присоединений;

- при питании от РУ двух пускорезервных трансформаторов с.н. блочной электростанции должна исключаться возможность их одновременного отключения при единичном отказе любого выключателя схемы.

Сходные, но более жесткие требования зафиксированы для схем РУАЭС:

- при реакторных энергоблоках 1000 МВт отказ любого выключателя не должен приводить к отключению более одного энергоблока и одной или нескольких линий, если при этом обеспечивается устойчивость энергосистемы;

- при отказе СВ или ШСВ при мощности энергоблока менее 1000 МВт, а также при отказе одного из выключателей во время планового ремонта другого от сети не должно отключаться более двух энергоблоков мощностью до 1000 МВт и выше и такого числа линий, при котором обеспечивается устойчивость энергосистемы.

Для схем РУ ГЭС и ГАЭС также имеется своя специфика. Во-первых, применительно к послеаварийным режимам жестко не регламентируется число одновременно отключаемых от сети энергоблоков. Во-вторых, отключение блочного трансформатора должно производиться не более чем тремя выключателями, отключение трансформатора (автотрансформатора) связи до 500 кВ — не более чем четырьмя, а 750 кВ — не более чем тремя выключателями РУ одного напряжения.

Для подстанций максимальное число выключателей, отключающих линию электропередачи, не должно превышать двух, трансформатор (автотрансформатор) до 500 кВ — четырех, а 750 кВ — трех в РУ одного повышенного напряжения.

Приведенные нормативы отражены в официально утвержденных ведомственных НТП. В настоящее время в проектных организациях имеются предложения по их совершенствованию, носящие рекомендательный характер. Преимущественно они направлены на повышение надежности схем РУ электростанций. Так, для блочных ТЭС предполагается, что отказ любого из выключателей или повреждение на развилке из шинных разъединителей не должны приводить к отключению более одного энергоблока и одной или нескольких линий, если при этом обеспечивается устойчивость энергосистемы или ее части. Отключение трансформаторов (автотрансформаторов) осуществляется не более чем двумя выключателями в каждом из РУ повышенных напряжений. На ТЭЦ отказ любого выключателя или повреждение на развилке из шинных разъединителей не должны сопровождаться ее полным остановом.

Типовые схемы РУ и области их применения определены НТП электростанций и подстанций. В табл. 4.1—4.3 приведены зафиксированные в официально утвержденных НТП типовые схемы РУ электростанций,

Таблица 4.1

Типовая сетка схем РУ ТЭС

Схема	Применение схем в сетях напряжением, кВ				
	110	220	330	500	750
Блочная	+	+	+	+	+
Ответвления от проходящих линий	+	+	+	+	+
Мостик	+	+	+	+	+
Одна секционированная система сборных шин с обходной системой шин	+	+	—	—	—
Две системы сборных шин с обходной системой шин	+	+	—	—	—
Схема 3/2	—	—	+	+	+
Схема 4/3	—	—	+	+	+
Многоугольник**	+	+	+	+	+
Два связанных многоугольника***	—	—	+	+	+
Генератор—трансформатор—линия с уравнительно-обходным многоугольником	—	—	+	+	+

* Допускается использовать только при наличии достаточных обоснований.

** С числом присоединений до шести включительно.

*** С числом присоединений к каждому многоугольнику до шести включительно.

Таблица 4.2

Типовая сетка схем РУ АЭС

Схема	Применение схем в сетях напряжением, кВ				
	110	220	330	500	750
Блочная*	—	—	+	+	+
Одна секционированная система сборных шин с обходной системой шин	+	+	—	—	—
Две системы сборных шин с обходной системой шин	+	+	—	—	—
Схема 3/2	—	+	+	+	+
Схема 4/3	—	+	+	+	+
Многоугольник**	—	—	+	+	+
Связанный многоугольник***	—	—	+	+	+
Генератор—трансформатор—линия с уравнительно-обходным многоугольником	—	—	+	+	+

* При длине линии до 5 км.

** С числом присоединений до четырех включительно.

*** С числом присоединений к каждому многоугольнику до шести включительно.

Таблица 4.3

Типовая сетка схем РУ ГЭС и ГАЭС

Схема	Применение схем в сетях напряжением, кВ				
	110	220	330	500	750
Блочная	+	+	+	+	+
Мостик	+	+	—	—	—
Одна секционированная система сборных шин с обходной системой шин	+	+	—	—	—
Две системы сборных шин с обходной системой шин	+	+	—	—	—
Схема 3/2	—	—	+	+	+
Схема 4/3	—	—	+	+	+
Многоугольник*	—	—	+	+	+
Трансформаторы—шины	—	—	+	+	+
Трансформаторы—шины с подключением линий по схеме 3/2 или 4/3	—	—	+	+	+

* С числом присоединений до четырех включительно.

а в табл. 4.4 — подстанций. Знак «+» относится к рекомендуемым схемам, а знак «—» — к схемам, которые в НТП не упоминаются.

Согласно нормативным документам схемы РУ первой и четвертой групп преимущественно применяются на напряжения до 220 кВ, и лишь блочная схема считается приемлемой и для более высоких классов напряжения. Схемы РУ второй и третьей групп предназначены в основном для РУ напряжением 330 кВ и выше, и только схема многоугольников реко-

Таблица 4.4

Типовая сетка схем РУ ПС

Схема	Применение схем в сетях напряжением, кВ				
	110	220	330	500	750
Блочная	+	+	+	+	—
Ответвления от проходящих линий	+	+	—	—	—
Мостик	+	+	—	—	—
Заход-выход	+	+	—	—	—
Одна секционированная система сборных шин с обходной системой шин	+	+	—	—	—
Две системы сборных шин с обходной системой шин	+	+	—	—	—
Многоугольник*	—	+	+	+	+
Трансформатор—шины	—	—	+	+	+
Схема 3/2	—	—	+	+	+
Трансформатор—шины с подключением линий по схеме 3/2	—	+	+	+	+

* С числом присоединений до четырех включительно.

мендуется и для более низких классов напряжения. В последние годы наметилась тенденция к распространению области применения схем РУ второй и третьей групп на сети более низкого напряжения.

Для схемы РУ с двумя системами сборных шин и с обходной системой шин в зависимости от числа присоединений все НТП регламентируют секционирование выключателями сборных шин.

Для ГЭС, ГАЭС и ПС при числе присоединений 16 и более обе рабочие системы шин подлежат секционированию выключателями. Типовое решение предусматривает установку двух ШСВ и двух ОВ. Для ПС с 12—15 присоединениями допускается секционирование одной системы сборных шин. При меньшем числе присоединений сборные шины ПС не секционируются.

Для схем АЭС и ТЭС обе системы сборных шин секционируются при 17 присоединениях и более, но при этом используются два выключателя, совмещающих функции ОВ и ШСВ. При числе присоединений 12—16 секционируется одна из рабочих систем шин. При меньшем числе присоединений сборные шины не секционируются.

Как показывает практика, совмещение функций ОВ и ШСВ заметно затрудняет эксплуатацию электроустановок и снижает их надежность из-за сложности блокировок и большого числа переключений во вторичных цепях. Поэтому считается оправданной и полезной тенденция ко все большему вытеснению решений, связанных с упомянутым совмещением функций ОВ и ШСВ.

При наличии двух ОВ обходная система шин в ряде случаев секционируется разъединителем или выполняется в виде двух независимых час-

тей. Последнее решение, в частности, используется на ПС. Это позволяет исключить непосредственную связь по обходной системе шин двух присоединений при задействованных в работе двух ОВ. Плановые ремонты выключателей РУ выполняются поочередно, поячеечно. Присутствие в схеме двух ОВ может быть оправдано в случае необходимости полной замены одного отказавшего ОВ при плановом ремонте другого ОВ.

Обходная система шин в схеме с одной или двумя системами сборных шин присутствует не всегда. Исключение составляют схемы РУ напряжением 35 кВ ввиду относительно малой продолжительности плановых ремонтов выключателей этого класса напряжения. Она также не предусматривается для КРУЭ.

Для схем ПС с одной системой сборных шин с обходной системой шин, при наличии соответствующего обоснования, предусматривается секционирование системы сборных шин двумя последовательно включенными выключателями. Для ПС при наличии одной секционированной системы сборных шин устанавливается один ОВ с развилкой из двух шинных разъединителей с выходом на обе секции. Для схем ТЭС и АЭС установка ОВ предусматривается на каждой секции сборных шин.

Сравнительно недавно для АЭС зафиксировано, что моноблоки мощностью 500—1000 МВт, а также автотрансформаторы связи мощностью 500 МВ·А коммутируются не менее чем двумя выключателями независимо от схемы РУ.

В настоящее время в проектных организациях имеются предложения по усовершенствованию схем РУ. Так, для РУ ТЭС с одной системой сборных шин предусматривается установка двух последовательно включенных СВ. В РУ с двумя системами сборных шин и с обходной системой шин при числе присоединений 11 и менее системы сборных шин не секционируются. При числе присоединений 12 и более секционируется каждая из систем сборных шин своим выключателем. Секционирование обеих систем сборных шин также производится независимо от числа присоединений при подключении к РУ двух пускорезервных трансформаторов с.н. Моноблоки мощностью 500 МВт и более, а также автотрансформаторы связи мощностью 500 МВ·А в схеме с двумя системами сборных шин с обходной системой шин коммутируются двумя выключателями. Область применения схем 3/2 и 4/3 распространяется на все напряжения выше 110 кВ. Таким образом, все эти предложения направлены на повышение надежности схем РУ.

4.7. Структурные схемы электрических станций и подстанций

Структурная электрическая схема зависит от состава оборудования (числа и мощности генераторов и трансформаторов), распределения генерирующих мощностей и нагрузки потребителей между РУ различного уровня напряжения и определения связей между этими РУ.

На рис. 4.12 представлены структурные схемы ТЭЦ. Если мощность местной нагрузки $P_{\text{м.н}}$ относительно велика и составляет не менее 30—50 % суммарной мощности установленных генераторов, то целесообразно сооружение РУ генераторного напряжения (ГРУ 6—10 кВ), к которому подключаются генераторы и кабельные линии местной нагрузки (рис. 4.12, а). При наличии местной нагрузки не только на генераторном напряжении, но и на напряжениях 35 и 110 кВ структурная схема выполняется по вариантам, приведенным на рис. 4.12, б, в. Если мощность местной нагрузки относительно невелика и составляет менее 30 % суммарной мощности установленных генераторов, то структурную схему ТЭЦ можно строить по блочному принципу (рис. 4.12, з). В этом случае местная нагрузка и с.н. ТЭЦ питаются от понижающих трансформаторов или реакторов, подключение которых к генераторам осуществляется с помощью ответвления от главного токопровода, соединяющего генератор и блочный трансформатор. Для повышения надежности электроснабжения местной нагрузки точка подключения ответвления располагается за

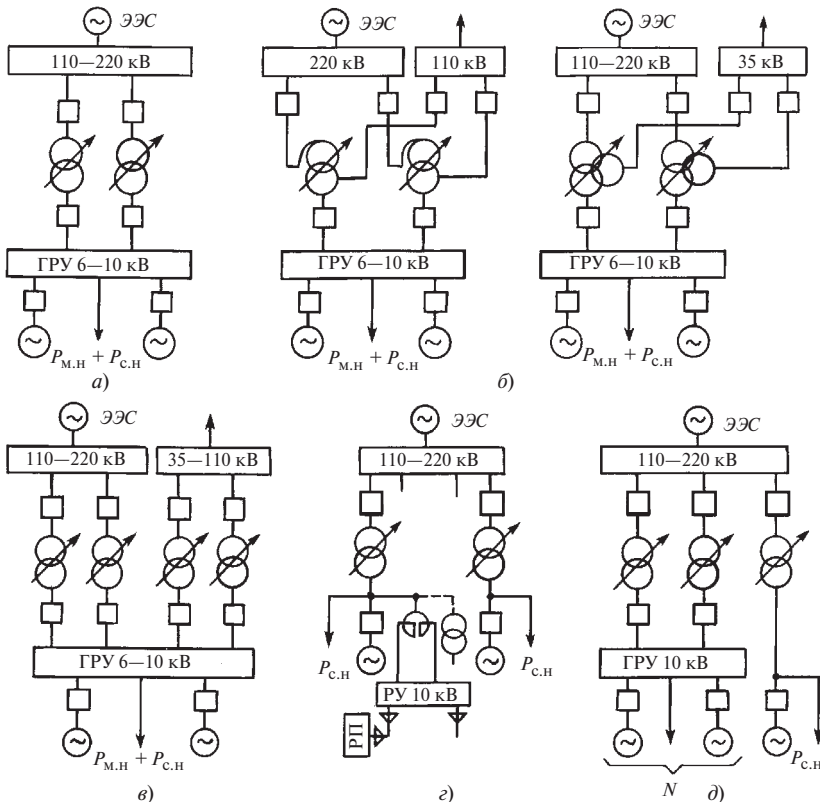


Рис. 4.12. Структурные схемы ТЭЦ неблочного (а, б, в), блочного (з) и смешанного (д) видов

генераторным выключателем, тогда в случае отключения генератора по какой-либо причине ее питание будет осуществляться от блочного трансформатора.

Возможно также присоединение двух (трех) генераторов мощностью 60—100 МВт к ГРУ 10 кВ, к которому подключается местная нагрузка, а другие генераторы работают по блочному принципу (рис. 4.12, д).

Для КЭС, АЭС и ГЭС нагрузка на генераторном напряжении отсутствует, поэтому в основу построения их электрической схемы положен блочный принцип, а именно: единичный блок генератор—трансформатор с генераторным выключателем (рис. 4.13, б) или без него (рис. 4.13, а — ранее принятое решение); объединенный (рис. 4.13, в) или укрупненный блоки, когда два, три генератора подключаются к одному трансформатору (обычно на ГЭС).

Единичные и объединенные блоки применяются на ТЭС и АЭС, укрупненные — на ГЭС. В последнем случае для подключения генераторов используются трансформаторы с расщеплением обмоток низшего напряжения на 2—3 части (рис. 4.14, в).

При наличии генераторного выключателя уменьшается число коммутационных операций в РУ повышенного напряжения и РУ собственных нужд (с.н.) электростанции, что повышает их надежность, позволяет осуществлять пуск и останов энергоблоков без привлечения к этому резервных трансформаторов с.н.

В настоящее время установка генераторных выключателей предусматривается всегда.

Если выдача мощности от электростанции осуществляется на одном повышенном напряжении, все энергоблоки электростанции присоединяются к РУ этого напряжения (рис. 4.15, а), при этом вопрос о виде энергоблока решается отдельно. Если же выдача мощности от электростанции осуществляется на двух повышенных напряжениях (рис. 4.15, б, в, г)

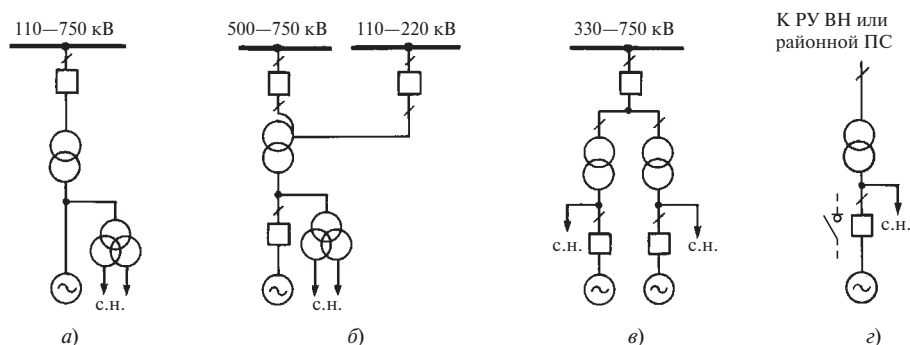


Рис. 4.13. Схемы энергоблоков генератор—трансформатор:

а, г — блоки с двухобмоточными трансформаторами; б — блок с автотрансформатором; в — объединенный блок; с.н. — собственные нужды

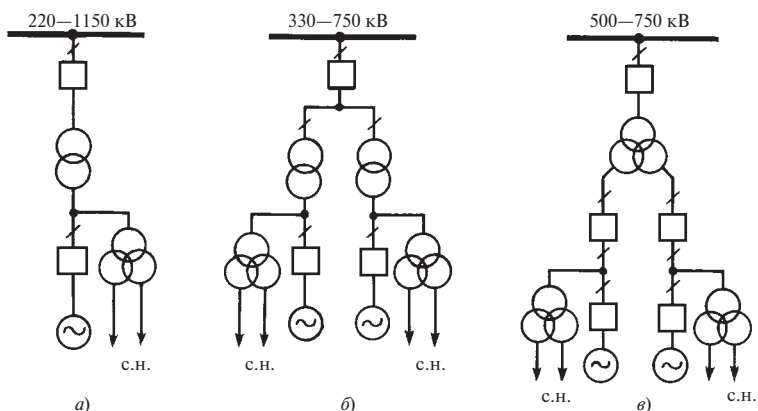


Рис. 4.14. Схемы блоков генератор—трансформатор на АЭС:

а — блок генератор—трансформатор с генераторным выключателем; *б* — объединенный блок; *в* — объединенный блок с двухобмоточным трансформатором с расщепленной обмоткой низшего напряжения

и сети эффективно заземлены, то возможны несколько вариантов исполнения схем:

- с отдельными автотрансформаторами связи (АТС) между РУ ВН и СН (рис. 4.15, б). Суммарная мощность присоединяемых к РУ СН энергоблоков должна соответствовать максимальной мощности, выдаваемой в сеть этого напряжения;

- с использованием блочных повышающих автотрансформаторов, которые одновременно обеспечивают связь между РУ двух повышенных напряжений (рис. 4.15, в). Мощность присоединяемых к РУ СН энергоблоков должна быть больше мощности потребителей, подключенных к этому РУ;

- с двумя двухобмоточными трансформаторами разной мощности в блоке (рис. 4.15, г). Эта схема целесообразна при малой нагрузке (до 15 % номинальной мощности генератора) на среднем напряжении.

В случае, когда сеть среднего напряжения не заземлена или компенсирована, вместо автотрансформаторов устанавливаются трехобмоточные трансформаторы.

На рис. 4.16 представлены структурные схемы ПС. По своему назначению ПС делятся:

- на системные, осуществляющие связь между отдельными районами энергосистемы или между различными энергосистемами на напряжении 220—750 кВ;

- на потребительские, служащие для распределения электроэнергии и энергоснабжения потребителей.

По способу присоединения к электрической сети ПС разделяются на тупиковые, ответвительные, проходные и узловы. Количество установ-

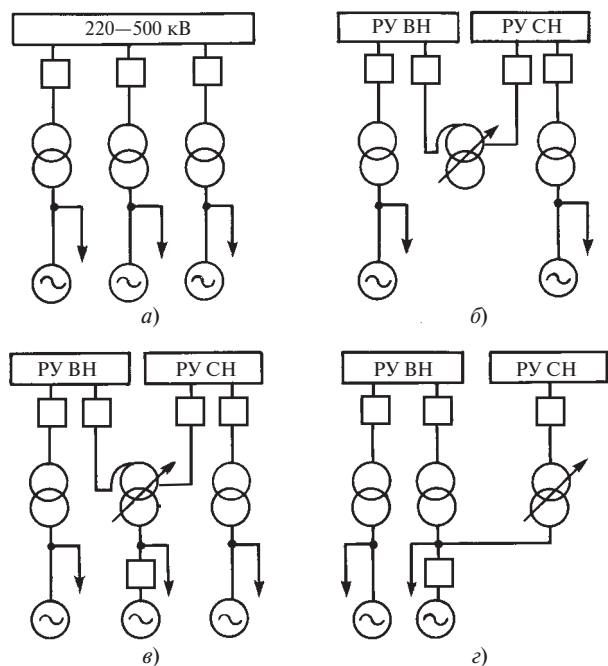


Рис. 4.15. Структурные схемы электрических станций блочного типа

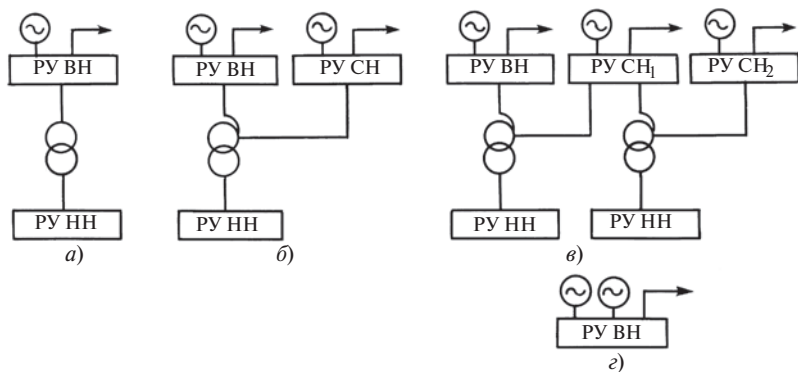


Рис. 4.16. Структурные схемы подстанций:

а — с одним РУ повышенного напряжения; б — с двумя РУ повышенного напряжения; в — с тремя РУ повышенного напряжения; г — схема переключательного пункта

ливаемых на ПС трансформаторов характеризуется следующими показателями:

Число трансформаторов	1	2	3	> 3
Средняя частота применения, %	22	57	14	7

4.8. Электроснабжение собственных нужд электростанций и подстанций

Для электроснабжения потребителей с.н. электростанций производится отбор мощности на генераторном напряжении. Питание РУ с.н. осуществляется от трансформаторов (токоограничивающих реакторов), которые работают раздельно. Раздельная работа трансформаторов позволяет ограничить уровни токов короткого замыкания и уменьшить их влияние на сети, подключаемые к другим секциям.

Распределительное устройство с.н. выполняется с одной секционированной системой сборных шин с одним выключателем на присоединение и, как правило, является комплектным, т.е. состоящим из набора шкафов (ячеек) КРУ различного исполнения.

Для питания потребителей с.н. используются два уровня напряжения: 6 кВ — для питания мощных электродвигателей (более 200 кВт) и 0,4 кВ — для остальных потребителей меньшей мощности. Такое разделение связано с тем, что выполнение электродвигателей мощностью менее 200 кВт на напряжение 6 кВ экономически нецелесообразно (они в 1,5—2,3 раза дороже аналогичных, выполненных на напряжение 0,4 кВ), а выполнение электродвигателей мощностью более 200 кВт на напряжение 0,4 кВ влечет за собой увеличение сечения питающих кабелей. На электрических станциях малой мощности питание с.н. возможно только на напряжении 0,4 кВ.

Резервное питание с.н. осуществляется также путем отбора мощности от генераторов электростанции, но места подключения присоединений резервного питания с.н. не должны быть связаны с местами присоединения их рабочего питания. Для особо ответственных потребителей с.н. предусматриваются дополнительные независимые источники электроэнергии (аккумуляторные батареи, дизель-генераторы, агрегаты бесперебойного питания).

На ТЭС примерно 2/3 всей мощности с.н. идет на обслуживание основного теплосилового оборудования и только оставшаяся 1/3 часть — на обслуживание потребителей общестанционного назначения. Наиболее мощными рабочими механизмами с.н. на ТЭС являются: питательные, циркуляционные и сетевые насосы; воздуходувки; механизмы тягодутьевой группы. Питательные насосы и воздуходувки энергоблоков мощностью 300 МВт и более, как правило, имеют турбопривод, а остальные механизмы — электрический (в основном асинхронный) привод ввиду его преимуществ над другими видами приводов.

Схема с.н. блочных тепловых электростанций (рис. 4.17), как и их главная электрическая схема, строится по блочному принципу — точка присоединения рабочих трансформаторов с.н. находится между генератором и блочным трансформатором. Распределительное устройство 6 кВ с.н. выполняется по схеме с одной секционированной системой сборных шин. Механизмы с.н. каждого энергоблока питаются от двух и более секций. Это сделано для того, чтобы при аварии (ремонте) одной из секций

энергоблок оставался в работе. Как уже было сказано выше, к секциям РУ 6 кВ подключаются электродвигатели единичной мощностью 200 кВт и выше и трансформаторы второй ступени трансформации (с 6 на 0,4 кВ).

Резервное питание секций РУ с.н. 6 кВ осуществляется по резервным магистралям, которые присоединяются к резервным трансформаторам с.н. Число резервных трансформаторов с.н. определяется числом установленных на электростанции энергоблоков (энергоблоки выполняются с генераторным выключателем). Один трансформатор с.н. устанавливается при двух энергоблоках на электростанции; один подключенный и один генераторного напряжения готовый к замене — при трех и более энергоблоках.

На конденсационной тепловой электростанции (КЭС), схема которой приведена на рис. 4.17, потребители с.н. напряжением 0,4 кВ первого

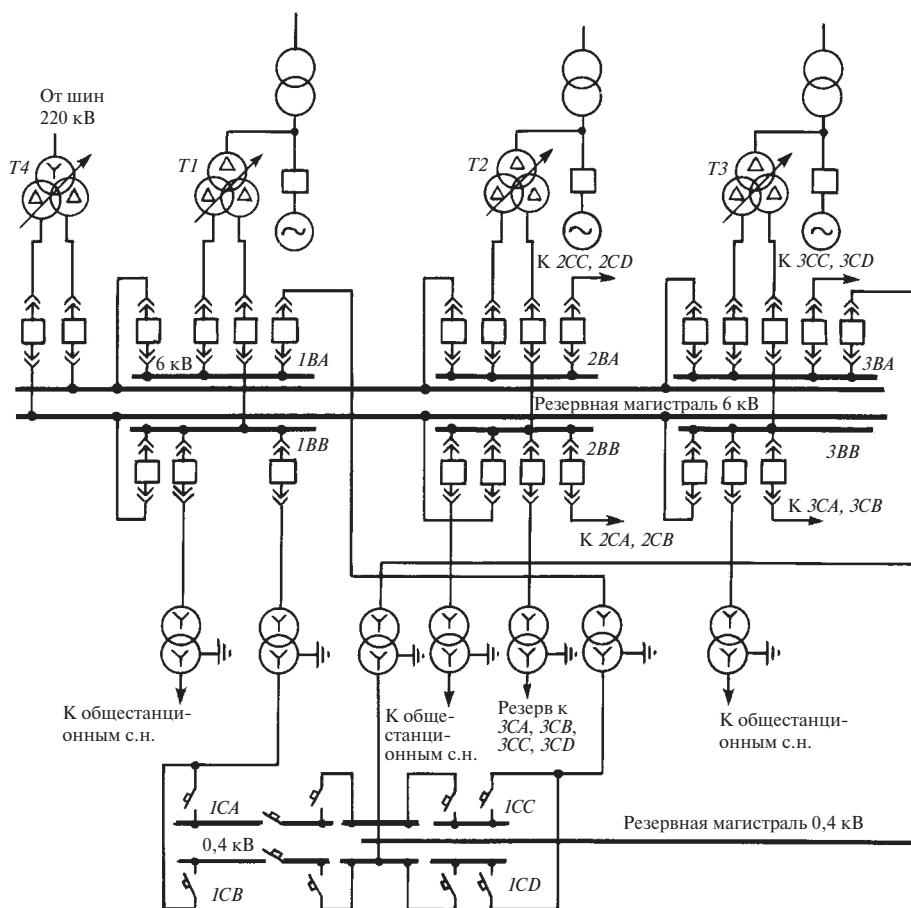


Рис. 4.17. Схема электроснабжения с.н. КЭС с тремя энергоблоками (цифры обозначений у аппаратов и секций соответствуют номеру энергоблока)

энергоблока и часть общестанционной нагрузки получают питание от полусекций $1CA$, $1CB$, $1CC$ и $1CD$. Наиболее ответственные потребители подключены к полусекциям $1CA$ и $1CB$, которые отделены от остальных частей этих секций автоматическими выключателями. Резервный трансформатор с.н. данного энергоблока подключен к секции $3BA$ третьего энергоблока. Применение трансформаторов с.н. с регулированием напряжения под нагрузкой (с устройством РПН) позволяет поддерживать на шинах РУ с.н. необходимый уровень напряжения. Расщепление обмотки низшего напряжения трансформаторов с.н. и раздельная работа секций РУ 6 кВ с.н. позволяют ограничить уровень тока КЗ и тем самым дают возможность применить КРУ. При необходимости, для снижения уровней тока КЗ на шинах 0,4 кВ на вводах некоторых сборок устанавливаются токоограничивающие реакторы.

На рис. 4.18 представлена схема электроснабжения с.н. ТЭЦ смешанного типа с четырьмя генераторами (два генератора подключены к ГРУ, а два других работают в составе энергоблоков, подключенных к РУ 110 кВ).

Секции $1BA$ и $2BA$ 6 кВ, к которым подключены потребители неблочной части ТЭЦ и общестанционная нагрузка, питаются от рабочих трансформаторов с.н. $T1$ и $T2$. Потребители с.н. энергоблоков получают питание от рабочих трансформаторов с.н. $T3$ и $T4$. Резервный трансформатор с.н. (Рез. TCH) с помощью отпайки подключен к трансформатору связи (с низкой стороны) неблочной части ТЭЦ.

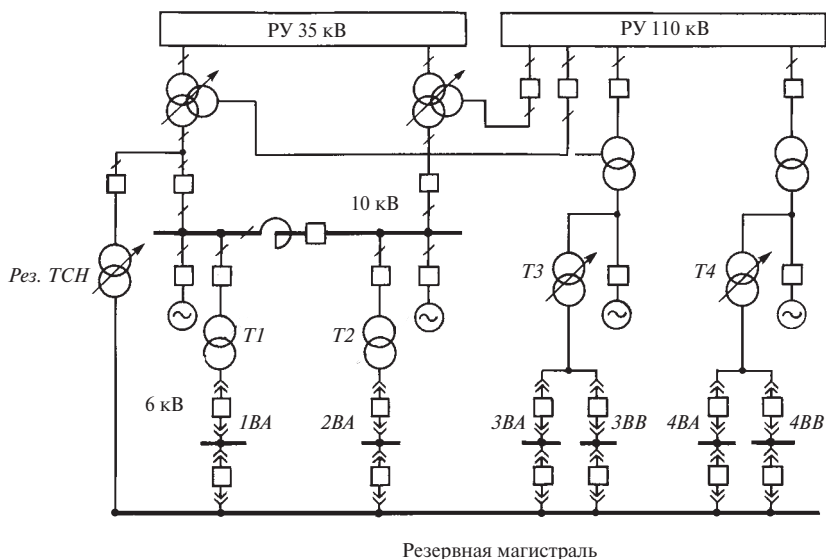


Рис. 4.18. Схема электроснабжения с.н. ТЭЦ

На рис. 4.19 представлена схема электроснабжения с.н. ГЭС большой мощности с раздельным питанием агрегатных и общестанционных потребителей.

Технологический процесс производства электроэнергии **на ГЭС** значительно проще, чем на ТЭС и АЭС, поэтому и число механизмов с.н. на них значительно меньше. Все потребители с.н. ГЭС делятся на *агрегатные* — маслonaсосы маслonaпорной установки, насосы откачки воды с крышки турбины, охлаждение трансформаторов и др. — и *общестанционные* — подъемные механизмы, насосы технического водоснабжения, насосы откачки воды из отсасывающих труб, дренажные и пожарные насосы, освещение, вентиляция, отопление и др.

Электроснабжение агрегатных с.н. осуществляется на напряжении 0,4 кВ. Сборки 0,4 кВ получают питание от индивидуальных трансформаторов с помощью отпайки подключенных к генератору энергоблока. Резервное питание этих сборок осуществляется от двух резервных трансформаторов, подключенных к РУ 6—10 кВ, и каждая секция работает в нормальном режиме отдельно. Секционный выключатель включается по схеме автоматического ввода резерва (АВР) при потере питания на каждой из секций. Резервные секции получают питание от дополнительных понижающих трансформаторов, подключенных каждый к отдельному автотрансформатору связи.

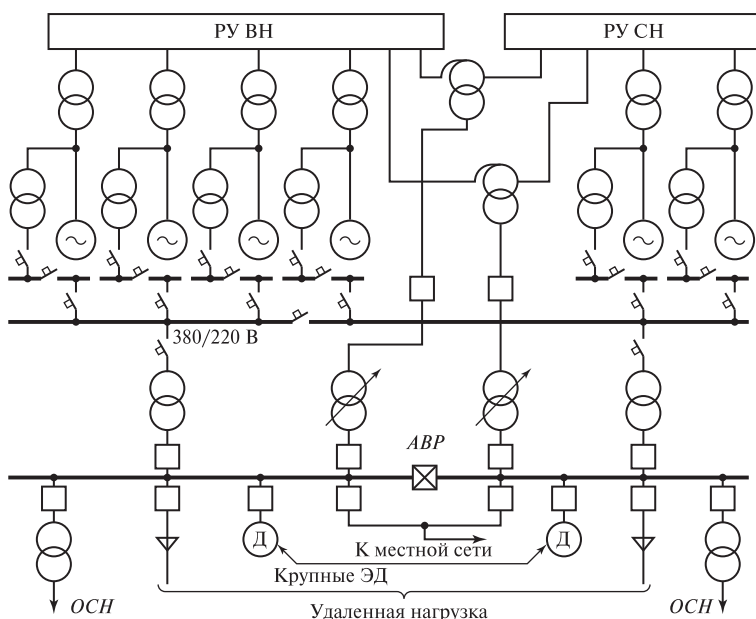


Рис. 4.19. Схема электроснабжения с.н. мощной ГЭС с отдельным питанием агрегатных и общестанционных потребителей

От РУ 6—10 кВ осуществляется электроснабжение местной нагрузки и общестанционных с.н. (ОСН). Для питания агрегатных и общестанционных с.н., как правило, используются сухие трансформаторы мощностью не более $1000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$, что дает возможность устанавливать их в непосредственной близости от сборок 0,4 кВ.

На с.н. ГЭС в целом ложится меньшая ответственность, чем на с.н. ТЭС и АЭС, так как на ГЭС нет особо ответственных потребителей, которые бы не допускали кратковременного (на время действия автоматического ввода резерва — АВР) перерыва питания. Непрерывность смазки и регулирования гидроагрегата обеспечивается в течение нескольких минут маслonaпорной установкой. Поэтому для с.н. ГЭС нет необходимости предусматривать особые автономные источники питания. Каждое из РУ с.н. должно подключаться к главной электрической схеме ГЭС двумя не зависящими друг от друга присоединениями.

АЭС представляет собой надежный источник электроэнергии, поэтому рабочее и резервное электроснабжение их с.н. осуществляется от главной электрической схемы через понижающие трансформаторы. Для особо ответственных потребителей с.н. предусматриваются дополнительные независимые источники энергии — аккумуляторные батареи с обратимым агрегатом или инвертором, автономные дизель-генераторы, вспомогательные генераторы, устанавливаемые на валу основного генератора. Все потребители с.н. АЭС по степени надежности электроснабжения и допустимому времени перерыва питания (отсутствия напряжения) разделяются на три основные группы.

Первая группа — потребители, предъявляющие повышенные требования к надежности электроснабжения. Потребители этой группы допускают по условиям безопасности перерывы питания на доли секунды во всех режимах (включая режим полного исчезновения напряжения переменного тока от рабочих и резервных трансформаторов с.н.) после срабатывания аварийной защиты реактора. Первую группу потребителей с.н. составляют: системы контрольно-измерительных приборов и устройств автоматики реактора; часть потребителей системы управления и защиты реактора (СУЗ); аварийное освещение; электропривод быстродействующих клапанов, обеспечивающих вступление в работу систем расхолаживания; системы технологического контроля реактора; системы дозиметрического контроля; потребители постоянного тока; аварийные масляные насосы турбогенераторов. Электрические сети таких нагрузок называют сетями I категории надежности. Источниками их питания в аварийных режимах служат аккумуляторные батареи и агрегаты бесперебойного питания.

Вторая группа — потребители, перерыв питания которых по условиям безопасности допустим на время от десятков секунд до десятков минут. Эти потребители требуют надежного питания после срабатывания аварийной защиты реактора. Вторую группу потребителей с.н. составляют механизмы по обеспечению расхолаживания реактора и локализации ава-

рии (аварийные питательные насосы, насосы технической воды, системы аварийного охлаждения зон аварийной и послеаварийной половин реактора и промежуточного контура); насосы вентиляционных систем охлаждения помещений первого контура; спринклерные насосы; масляные насосы турбогенераторов; валоповоротные устройства; перегрузочные машины; системы биологической и технологической дозиметрии. Сети электроснабжения таких нагрузок называются сетями II категории надежности. Источниками их питания в аварийных режимах являются дизель-генераторы с автоматическим запуском.

Третья группа — потребители, не предъявляющие повышенных требований к надежности электроснабжения. К ним относятся: главные циркуляционные насосы (ГЦН) с большими маховыми массами; конденсатные, циркуляционные, питательные насосы. Потребители третьей группы не требуют включения при обесточивании системы с.н. и не участвуют в процессе аварийного расхолаживания реактора. При нормальном режиме работы их питание осуществляется от рабочих трансформаторов с.н., а при аварийном — от резервных трансформаторов с.н.

Для питания потребителей с.н. АЭС используются следующие сети:

- сеть 6 кВ переменного тока — предназначена для питания электродвигателей мощностью более 200 кВт и понижающих трансформаторов 6/0,4 и 6/0,23 кВ;
- сеть 380/220 В переменного тока — предназначена для питания электродвигателей мощностью до 200 кВт, систем освещения и других нагрузок;
- сети 380/220 и 55 В переменного тока с изолированной нейтралью — предназначены для питания устройств электрообогрева оборудования и трубопроводов первого и второго контуров;
- сети надежного питания 380 и 220 В переменного и 220 В постоянного тока — предназначены для питания потребителей I категории надежности;
- сети надежного питания 6 кВ и 380/220 В переменного тока — предназначены для питания потребителей II категории надежности.

РУ всех напряжений выполняются с одной секционированной системой сборных шин. Число секций на напряжение 6 кВ выбирается в зависимости от количества ГЦН первого контура и допустимого количества одновременно отключаемых ГЦН (без срабатывания аварийной защиты реактора), а также числа устанавливаемых рабочих трансформаторов с.н. и их мощности. Не допускается подключение более двух ГЦН (при шести ГЦН на энергоблок) и более одного ГЦН (при четырех ГЦН и менее на энергоблок) к одной секции 6 кВ. На одном энергетическом реакторе должно быть не менее двух секций 6 кВ, каждая из которых должна присоединяться к рабочему трансформатору с.н. через свой выключатель, а также автоматически подключаться к шинам резервного трансформатора с.н. через отдельные выключатели. К этим секциям подключаются

потребители 6 кВ третьей группы. Общестанционная нагрузка должна равномерно распределяться между секциями 6 кВ всех энергоблоков.

Для электроснабжения потребителей второй группы число секций на 6 кВ должно соответствовать числу систем безопасности АЭС. Секции должны подключаться к источнику (секциям) нормального питания через последовательно включенные выключатели *CB1* и *CB2* (рис. 4.20). К секциям *H1* по схеме автоматического ввода резерва подключаются дизель-генераторы *ДГ*. При наличии трех систем безопасности состав механизмов с.н., подключенных к каждой секции надежного питания, и мощность каждого *ДГ* должны обеспечивать аварийное расхолаживание реактора при любом виде аварии, следовательно, мощность каждого *ДГ* должна быть рассчитана на покрытие 100 % нагрузки одной системы безопасности. Взаимное резервирование *ДГ* не предусматривается.

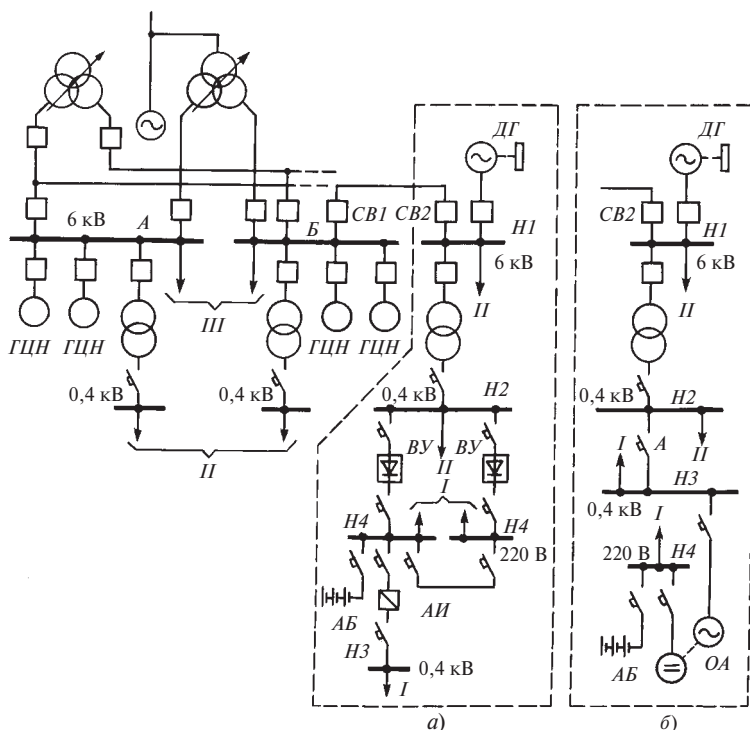


Рис. 4.20. Принципиальная схема электроснабжения с.н. АЭС со связью между секциями переменного и постоянного напряжения:

а — через выпрямители и автоматический инвертор; *б* — через обратимый агрегат; *I, II, III* — потребители первой, второй и третьей групп; *ДГ* — дизель-генератор; *ВУ* — выпрямители; *АИ* — автоматический инвертор; *ОА* — обратимый агрегат; *АБ* — аккумуляторная батарея; *А* и *Б* — секции нормального питания; *H1, H2, H3, H4* — секции питания потребителей второй и первой групп; *CB1* и *CB2* — секционные выключатели; *ГЦН* — главный циркуляционный насос

Число секций 0,4 кВ для потребителей второй группы *H2* также должно соответствовать числу систем безопасности АЭС, каждая из которых (секция) подключается через отдельный понижающий трансформатор 6/0,4 кВ к определенной секции надежного питания 6 кВ. Резервирование секций 0,4 кВ не предусматривается.

Потребители первой группы надежности питаются от сборок щитов постоянного тока *H4*, которые, в свою очередь, получают питание от сети 0,4 кВ через статические преобразователи постоянного тока в переменный. Для резервирования потребителей СУЗ используют дополнительную аккумуляторную батарею *АБ*.

Выпрямители *ВУ* выполняют роль подзарядного и зарядного устройств для *АБ*. Автоматические инверторы *АИ*, *ВУ* и *АБ* представляют собой агрегат бесперебойного питания.

Для питания потребителей машинного зала АЭС и деаэрационной предусматриваются четыре блочные секции 0,4 кВ. Резервное питание последних осуществляется от отдельного трансформатора соседнего блока, который обеспечивает запуск ответственных за сохранность оборудования и работу средств пожаротушения электродвигателей. При аварии надежное питание ответственных потребителей машинного зала и деаэрационной осуществляется от отдельного (четвертого) *ДГ*. Три масляных насоса системы уплотнения вала генератора питаются от трех систем надежного питания.

Потребители третьей группы питаются от рабочего трансформатора с.н., подключенного к выводам генератора, и секций *A* и *B* на 6 кВ, двигатели мощностью 200 кВт и выше — непосредственно от шин 6 кВ, а меньшей мощности — от понижающих трансформаторов 6/0,4 кВ. Резервное питание секций *A* и *B* осуществляется от резервного трансформатора с.н.

Потребители второй группы питаются при последовательно включенных выключателях *СВ1* и *СВ2* от секции *H1* и понижающего трансформатора 0,4 кВ секции *H2*. При аварии секция *H1* отделяется от секции *B* выключателями *СВ1* и *СВ2*. Надежность отделения обеспечивается при отказе даже одного из выключателей. В этом случае устройство автоматического ввода резерва (АВР) подключает к секции *H1* автономный источник *ДГ*, который в течение 2 мин принимает нагрузку потребителей на себя. Подключение потребителей к *ДГ* осуществляется автоматически ступенчато, так как суммарная пусковая мощность двигателей этой группы потребителей значительно превышает мощность *ДГ*.

Ступенчатый пуск осуществляется таким образом, чтобы активная и реактивная мощности запускаемых электродвигателей не превышали мощности *ДГ*. При этом наблюдаются колебания напряжения, тока и частоты в системе надежного питания. Поэтому предполагается частотный пуск, при котором напряжение *ДГ* регулируется автоматически, пропорционально средней частоте вращения группы двигателей, и про-

цесс пуска стабилизируется и становится более устойчивым. Во время эксплуатации один из ДГ может быть выведен в ремонт, тогда запускают два других ДГ и подключают их к шинам надежного питания второй группы потребителей других секций. При выходе из строя на одном блоке двух ДГ блок останавливают.

Потребители первой группы подключаются к секциям надежного питания $H3$ и $H4$ напряжением 0,4 кВ переменного тока и 220 В постоянного тока. Автономным источником для этих потребителей является постоянно включенная АБ.

В нормальном режиме потребители первой группы получают электроснабжение от шин надежного питания $H2$ через ВУ и АИ. Связь между секциями надежного питания переменного и постоянного напряжений может быть осуществлена обратимым агрегатом ОА (рис. 4.20, б), который состоит из машин постоянного тока и синхронной, находящихся на одном валу.

Обратимый агрегат работает в режиме «синхронный двигатель — генератор постоянного тока» и является подзарядным агрегатом АБ так же, как и ВУ в схеме, показанной на рис. 4.20, а. При исчезновении напряжения переменного тока на секции $H2$ синхронный двигатель — генератор постоянного тока автоматически отделяется от секции $H3$, и обратимый агрегат переходит в режим «двигатель постоянного тока — синхронный генератор», обеспечивая питание потребителей первой группы на переменном напряжении от АБ.

Питающий трансформатор, выпрямитель и автоматический инвертор в комплекте с аккумуляторной батареей составляют агрегат бесперебойного питания. На реакторном блоке устанавливают пять комплектов агрегатов бесперебойного питания: три — для трех систем безопасности и по одному — для питания общецлочной нагрузки и нагрузки информационно-вычислительного комплекса. Все агрегаты бесперебойного питания работают раздельно и не имеют взаимного резервирования, а относящиеся к системе безопасности имеют различные шины двигательной нагрузки и нагрузки управления с целью исключения влияния двигателей на систему управления.

Электроснабжение электродвигателей ГЦН с большими маховыми массами осуществляется от секций А и Б (6 кВ), как и потребителей третьей группы.

При аварийном расхолаживании энергия маховых масс ГЦН используется для циркуляции теплоносителя в необходимом объеме. ГЦН с малыми маховыми массами при потере питания имеют небольшое время выбега и не могут обеспечить аварийного расхолаживания реактора. В этом случае применяется схема электроснабжения ГЦН, приведенная на рис. 4.21.

В нормальном режиме работают все четыре двигателя ГЦН1—ГЦН4, причем ГЦН1 и ГЦН2 получают питание от дополнительной секции В

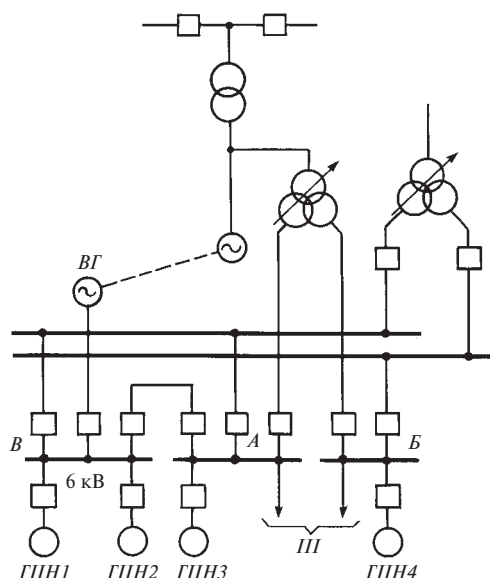


Рис. 4.21. Принципиальная схема электроснабжения ГЦН с малыми маховыми массами при использовании вспомогательного генератора

(6 кВ) и обеспечивают в аварийном режиме расхолаживание реактора. Для этого к секции В подключается вспомогательный генератор ВГ, находящийся на одном валу с основным генератором. Энергия при останове турбогенератора через ВГ используется для работы двигателей ГЦН1 и ГЦН2. Для более длительного поддержания напряжения на двигателях ГЦН1 и ГЦН2 при затормаживающемся турбогенераторе ВГ имеет многоступенчатую форсировку возбуждения.

Если на одном реакторе устанавливают два турбогенератора, то в цепи присоединения к повышающему блочному трансформатору используют два выключателя, между которыми подключают рабочие трансформаторы с.н. (рис. 4.22). При повреждениях в РУ высшего напряжения генераторы энергоблоков отключаются от повышающих трансформаторов соответствующими выключателями, а энергия их при останове идет на питание ГЦН, обеспечивающих аварийное расхолаживание реактора.

На подстанциях потребителями с.н. являются: электродвигатели систем охлаждения трансформаторов и синхронных компенсаторов; приводы компрессоров, снабжающих воздухом воздушные выключатели и пневматические приводы; устройства обогрева выключателей и шкафов с установленными в них аппаратами и приборами; электрическое отопление и освещение; системы пожаротушения, связи, телемеханики, релейной защиты и автоматики.

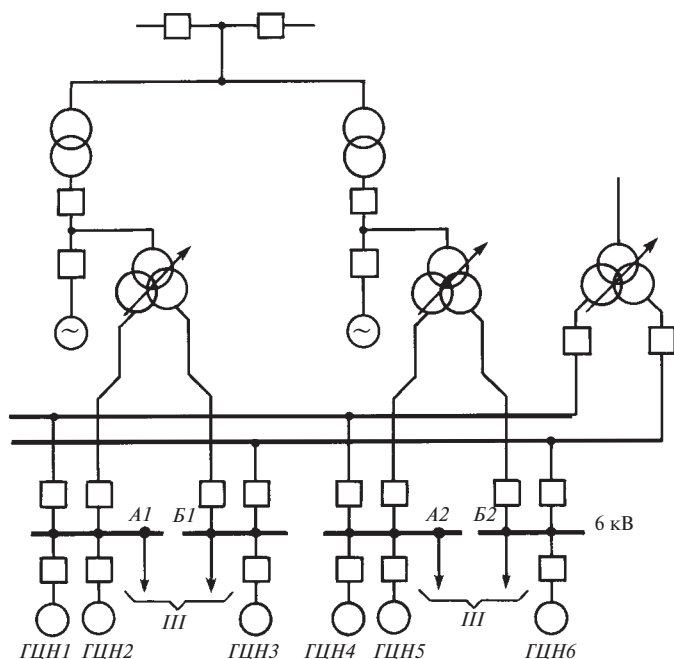


Рис. 4.22. Схема электроснабжения ГЦН с малыми маховыми массами при использовании энергии выбега турбогенератора

Электроснабжение наиболее ответственных потребителей с.н. ПС (цепей управления, защиты, телемеханики, связи, пожаротушения) осуществляется от сети переменного тока через стабилизаторы напряжения и выпрямители или от независимого источника — аккумуляторной батареи. В последнем случае предусматриваются преобразователи для ее заряда. Аккумуляторная батарея работает всегда в режиме постоянного подзаряда для обеспечения непрерывной готовности отдавать запасенную энергию, а также увеличения ее срока службы и упрощения эксплуатации. Подзарядное выпрямительное устройство включается между шинами *АБ* и шинами 0,4 кВ системы с.н. В этом случае в нормальных условиях питание потребителей оперативного тока происходит от сети через выпрямительное устройство, а аккумуляторные батареи (*АБ* см. рис. 4.20) воспринимают «толчковую» нагрузку (например, при включении выключателей). При исчезновении напряжения переменного тока и отключении подзарядного устройства *АБ* принимают на себя всю нагрузку.

На рис. 4.23 представлена схема питания с.н. ПС. На ПС с оперативным переменным током (ПС на напряжения 35—220 кВ без выключателей на высшем напряжении) трансформаторы с.н. с помощью отпайки присоединяются к выводам главных трансформаторов, что обеспечивает

-
9. Каково назначение секционных и линейных реакторов?
 10. Назовите особенности норм технологического проектирования, касающиеся схем распределительных устройств ТЭС, АЭС, ГЭС и ГАЭС, подстанций.
 11. Назовите основные преимущества применения генераторных выключателей в блочных схемах электростанций.
 12. Перечислите общие требования к схемам электроснабжения собственных нужд ТЭЦ, КЭС, ГЭС и ГАЭС, подстанций.
 13. Что включает в себя понятие «агрегат бесперебойного питания» в системе собственных нужд АЭС?
 14. Какие уровни напряжения используются для электропитания потребителей собственных нужд электростанций и подстанций?

Литература для самостоятельного изучения

- 4.1. **Церазов А.Л., Старшинов В.А., Васильева А.П.** Электрическая часть тепловых электростанций: учебник для вузов. М.: Издательство МЭИ, 1995.
- 4.2. **Электрическая** часть станций и подстанций / А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Наяшкова, М.Н. Околович. М.: Энергоатомиздат, 1990.
- 4.3. **Рожкова Л.Д., Козулин В.С.** Электрооборудование станций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1987.
- 4.4. **Коммутационные** узлы энергосистем / Ю.Н. Балаков, А.И. Васильчиков, В.М. Лаврентьев и др. М.: Энергоатомиздат, 1997.
- 4.5. **Балаков Ю.Н., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В.** Проектирование схем электроустановок. М.: Издательский дом МЭИ, 2006.

Глава пятая

СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Содержание

- 5.1. Общая характеристика систем электроснабжения
- 5.2. Основные группы потребителей электроэнергии
- 5.3. Основные задачи и условия формирования систем электроснабжения
- 5.4. Номинальные напряжения электроустановок
- 5.5. Основные типы схем внешних распределительных электрических сетей
- 5.6. Режим нейтрали электрических сетей
- 5.7. Конструкции линий, подстанций СЭС и их основного электрооборудования
- 5.8. Основные вопросы проектирования и расчетов СЭС
- Контрольные вопросы
- Литература для самостоятельного изучения

5.1. Общая характеристика систем электроснабжения

Системами электроснабжения (СЭС) объектов хозяйства страны называются электроэнергетические комплексы, обеспечивающие непосредственное питание электроэнергией конкретных потребителей или их групп. В данные комплексы входят местные электрические станции, электрические сети всех необходимых номинальных напряжений и конструктивных исполнений, а также электроприемники всех технологических назначений. Из сказанного следует, что СЭС являются неотъемлемой частью электроэнергетических систем (ЭЭС) [5.28]. Изложенная принципиальная трактовка современных СЭС как части ЭЭС определяется: а) тем, что большая часть (90—95 %) электроэнергии, используемой в СЭС, вырабатывается на электрических станциях и передается по электрическим сетям ЭЭС; б) формированием графиков нагрузок ЭЭС технологическими графиками всех групп потребителей электроэнергии (ПЭ); в) высокими требованиями к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии современных ПЭ и отдельных электроприемников (ЭП); г) существенным влиянием на качество электроэнергии в питающей ЭЭС, оказываемым некоторыми крупными промышленными и электротранспортными установками (электродуговые сталеплавильные печи, выпрямительные уста-

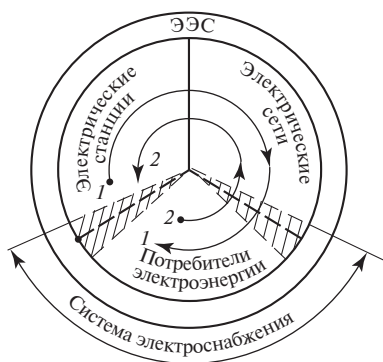


Рис. 5.1. Структурная схема электроэнергетической системы и технологических взаимосвязей ЭЭС и СЭС:

1 — прямые связи выработки, передачи и применения электроэнергии; 2 — обратные связи влияний ПЭ на параметры и режимы ЭЭС

новки электролиза и транспорта и т.п. (рис. 5.1).

Источниками питания (ИП) электроэнергией СЭС в основном являются понижающие подстанции 35—220/6—20 кВ ЭЭС, а также местные электрические станции. Последними могут быть теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) городов и крупнейших промышленных предприятий, осуществляющие как электроснабжение, так и теплоснабжение потребителей, дизельные электростанции (ДЭС) в сельскохозяйственных и удаленных от ЭЭС районах и др. [5.2, 5.26].

Электрические сети, питающие СЭС, состоят из внешних воздушных линий 35—220 кВ и понижающих подстанций (ПС) 35—220/6—20 кВ. Распределение электроэнергии по территориям объек-

тов электроснабжения и внутри зданий промышленного, гражданского и другого назначения выполняется линиями 6—20 кВ, подстанциями 6—20/0,38—0,66 кВ и линиями до 1 кВ [5.27].

Электроприемники различных технологических назначений преобразуют электрическую энергию в механическую, тепловую, электрических и магнитных полей и т.п.

На рис. 5.2 представлена принципиальная электрическая схема СЭС — подсистемы ЭЭС.

Приведенные выше сведения определяют специфику всех электротехнических расчетов и технико-экономического анализа СЭС, заключающихся: а) в обязательности учета параметров и режимных характеристик ЭП и ПЭ; б) в учете параметров, схемных решений и режимов работы распределительных электросетей до 1 кВ и 6—20 кВ. В пояснение приведенных выше особенностей расчетов СЭС отметим, что электрические сети 35—220 кВ ЭЭС рассчитываются по нагрузкам на шинах 6—20 кВ подстанций, питающих комплексы промышленных, городских, транспортных, сельских и иных потребителей [5.2, 5.18].

Наиболее общим типом СЭС являются системы электроснабжения крупных городов, на территориях которых располагаются промышленные, транспортные, коммунально-бытовые потребители электроэнергии. В некоторых случаях от подстанций 35—220/6—20 кВ внешнего электроснабжения городов получают электроэнергию прилегающие предприятия сельскохозяйственных производств и поселков.

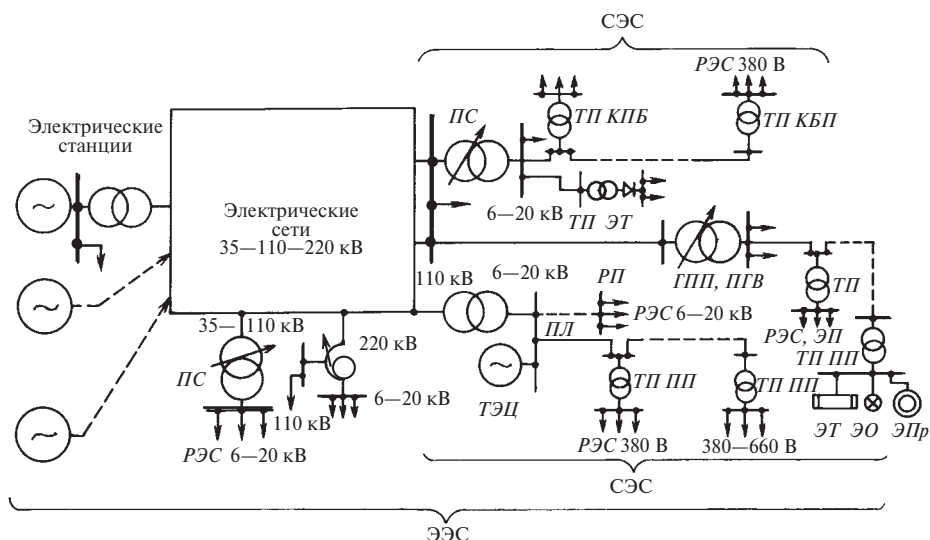


Рис. 5.2. Принципиальные структурные схемы ЭЭС и СЭС:

ПС — подстанция 35–220/6–20 кВ; ТЭЦ — теплоэлектроцентрали городских или промышленных предприятий; ТП ПП — трансформаторные подстанции 6–20/0,4–0,66 кВ промышленных предприятий; ТП КБП — трансформаторные подстанции 6–20/0,4 кВ коммунально-бытовых потребителей; ТП ЭТ — трансформаторные подстанции электрифицированного транспорта (промпредприятий, городов); РП — распределительный пункт 6–20 кВ; РЭС — распределительные электрические сети 6–20 или 0,4–0,66 кВ; ПЛ — питающие линии; ЭТ — электротермические установки; ЭО — электрическое освещение; ЭПр — электропривод; ГПП — главная понижающая подстанция

5.2. Основные группы потребителей электроэнергии

Электроснабжение промышленных предприятий. Промышленные предприятия потребляют от 30 до 70 % электроэнергии, вырабатываемой в составе ЭЭС. Значительный разброс промышленного потребления определяется индустриальной развитостью и климатическими условиями различных стран и регионов; для индустриально развитых стран, включая Россию, характерны количественные значения данного электропотребления в 50–70 %. В данную группу входят предприятия машиностроения, черной и цветной металлургии, химической промышленности, стройматериалов, горных разработок, продовольственных производств и других.

Суммарные установленные мощности ЭП и соответствующие им электрические нагрузки промышленных предприятий изменяются в весьма широких пределах, ориентировочно от единиц мегаватт (металлообработка, мелкое машиностроение и т.п.) до 300–500 МВт и более (крупное машиностроение, черная металлургия, электролиз алюминия и иных цветных металлов). Вместе с тем для основной части предприятий характерны мощности в пределах 10–100 МВт.

Системы электроснабжения промышленности характеризуются наибольшим многообразием видов применяемых ЭП, их номинальных мощностей и режимов работы. Вместе с тем основными из них в данной области являются асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором (60—90 %), значительную часть которых составляют электродвигатели мощностью 5—50 кВт (380 В). Синхронные двигатели и крупные асинхронные с регулируемым пуском применяются в 10—20 % электроприводных установок. В связи с указанным основные влияния данных ЭП на СЭС в целом заключаются: в колебаниях напряжения, вызываемых значительными пусковыми токами асинхронных двигателей; в возможностях массового торможения асинхронных двигателей при снижении рабочего напряжения до 75—80 % номинального значения («лавины напряжения»); в возможностях работы синхронных двигателей как с потреблением, так и с выдачей реактивной мощности.

Из всего многообразия видов ЭП промышленности значительное влияние на режимы СЭС (в некоторых случаях и на режимы ЭЭС) оказывают электротехнологические и выпрямительные установки [5.9, 5.12, 5.13, 5.18]. Электродуговые сталеплавильные печи характеризуются установленной мощностью до 100—150 МВт и резко переменными режимами работы с изменениями потребляемой активной (МВт/с) и реактивной (Мвар/с) мощности. Электросварочные агрегаты, широко применяемые в машиностроении, имеют установленную мощность до 2000 кВт · А, их работа характеризуется низкими коэффициентами мощности (0,2—0,6) и резко переменной нагрузкой (сотни герц).

В указанных случаях неизбежны значительные колебания напряжения. При применении выпрямительных установок (электросварка, электроотермия и др.) из сети переменного тока потребляются несинусоидальные токи, ведущие к несинусоидальности напряжения (в той или иной степени) в СЭС в целом.

В настоящее время значительная часть промышленных предприятий характеризуется 2—2½-сменными графиками работы (влияние социальных и здравоохранительных факторов). Упрощенный суточный график активных нагрузок такого производства приведен на рис. 5.3, а. Вместе с тем ряд производств, например доменные, сталеплавильные, электролизные, химические и другие производства, естественно, вынуждены работать в 3 смены.

В ряде расчетов, как, например, определение потребляемой электроэнергии и годовых потерь электроэнергии, применяется показатель продолжительности использования наибольших нагрузок $T_{\text{нб}}$. Данная величина может приниматься равной 4500—5500 ч/год — для 2—2½-сменных и 7500—8500 ч/год для 3-сменных и непрерывных производств.

Промышленные установки потребляют значительную реактивную мощность, поэтому «естественный» (без учета компенсации реактивных нагрузок) коэффициент мощности нагрузки не выше 0,7—0,8.

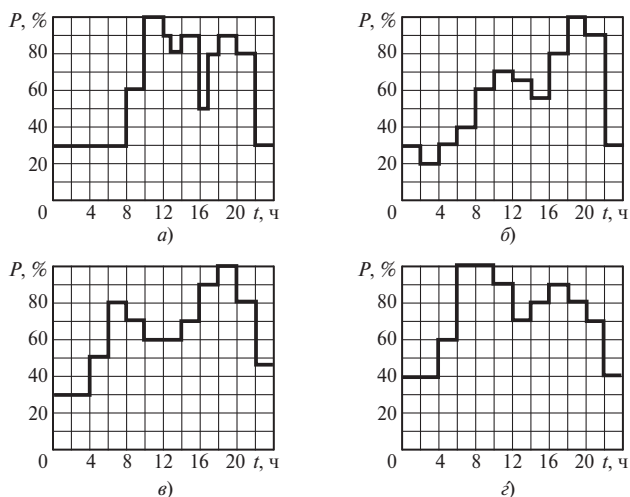


Рис. 5.3. Примеры суточных графиков активных нагрузок потребителей электроэнергии:

а — двухэтажное промышленное предприятие; *б* — многоквартирные жилые здания с кухонными электрическими плитами; *в* — сельский населенный пункт (зимние сутки); *г* — электрифицированный транспорт

Большая часть промышленных предприятий нуждается в высокой надежности электроснабжения, допуская перерывы подачи напряжения лишь на время включения резервного питания (резервные линии, трансформаторы) в пределах 1—2 с (I категория надежности электроснабжения по [5.19]). Наряду с этим: а) ряд производственных процессов химической, нефтеперерабатывающей, электронной и других видов промышленности требуют практически бесперебойного электроснабжения (особая категория по [5.19]), что осуществляется специальными резервными установками; б) ряд цехов и предприятия в целом (складские помещения, заготовка полуфабрикатов, деревообрабатывающие производства) допускают перерывы электроснабжения на время оперативных переключений дежурным персоналом распределительных электросетей до 1 кВ и более высоких номинальных напряжений (II категория по [5.13, 5.18, 5.23]).

Более подробно о СЭС промышленности изложено в [5.4, 5.12, 5.13, 5.16, 5.18].

Электроснабжение коммунально-бытовых потребителей. К данной группе ПЭ относится широкий круг зданий, расположенных в жилых районах городов и населенных пунктов. Это — жилые здания, здания административно-управленческого назначения, учебные и научные заведения, магазины, здания здравоохранения, культурно-массового назначения, общественного питания и т.п.

Современные ПЭ данного типа характеризуются значительной номенклатурой ЭП, их существенной установленной мощностью, а также высокими коэффициентами насыщения данными ЭП бытовых и общественных зданий [5.22]. Установленные мощности ЭП оцениваются следующим образом: квартиры с газовыми плитами 25 кВт, то же — с электроплитами 40 кВт, коттеджи с электроплитами 50 кВт. Установленная мощность ЭП в жилых и общественных зданиях (в зависимости от типа, назначения и количества этажей и жилых секций) составляют от сотен киловатт и до единиц мегаватт.

Основными типами современных ЭП зданий данного назначения являются приборы электрического освещения, нагревательные приборы (плиты, отопление, горячая хозяйственная вода), холодильники и морозильники, кондиционеры воздуха и различные приборы электронного типа (аудио-, видеотехника и т.п.). Преобладание ламп накаливания в осветительных установках и ЭП нагревательного типа определяют высокие значения коэффициентов мощности на вводах в здания (0,85—0,95) в часы суточных максимумов нагрузок.

Значительная часть ПЭ данной группы предъявляет умеренные требования к надежности электроснабжения (II категория по [5.11]), допускающие перерывы питания на время оперативных переключений в распределительных электросетях до 1 кВ и 6—20 кВ. Вместе с тем лифтовые и пожарные установки жилых зданий в 17 этажей и более, крупные учебные и зрелищные заведения, как и особо ответственные административные здания, теплофикационные и водопроводные пункты и т.п., должны обеспечиваться автоматическим вводом резервного питания (АВР) в течение 1,5—2 с.

На рис. 5.3, б, в приведены примеры суточных графиков активных нагрузок некоторых ПЭ жилых районов города и сельских населенных пунктов.

Современные плотности электрических нагрузок жилых районов городов, приведенные к шинам ТП 6—20/0,38 кВ, в зависимости от среднего количества этажей жилых зданий (5—16) составляют 10—50 МВт/км². Соответствующие продолжительности использования наибольших нагрузок 4500—5000 ч/год.

Более подробные сведения о ПЭ в СЭС городов приведены в [5.5, 5.11, 5.17].

Электроснабжение электрифицированного транспорта. Выпрямительные подстанции электротранспорта на постоянном токе (городской, промышленный, междугородный) и понижающие ПС междугородного электрического транспорта на переменном токе питаются электроэнергией от электрических сетей ЭЭС. Соответственно ПС городского электротранспорта (трамвай, троллейбус, метрополитен) располагаются на территориях городов и являются ПЭ городских сетей. Понижающие подстанции междугородного транспорта, питающиеся непосредственно

от электрических сетей ЭЭС, как правило, также располагаются на территории или вблизи населенных пунктов. Понижающие подстанции междугородного электротранспорта питаются по сетям 110—220 кВ.

Электрические нагрузки подстанций в зависимости от объемов перевозок и номинальных напряжений питающих электросетей находятся в пределах 15—50 МВт. Аналогичные нагрузки ПС трамвая и троллейбуса, питающихся при напряжениях 6—20 кВ, находятся в пределах 0,5—3,0 МВт. Коэффициент мощности, потребляемой тяговыми ПС, существенно зависит от режимов ее нагрузки: в периоды наибольших нагрузок это 0,9—0,95, но при малых нагрузках он снижается до 0,5—0,6. Продолжительности использования наибольших нагрузок городского электротранспорта 5000—5500 ч/год; междугородний транспорт характеризуется большими значениями этой технической характеристики.

Системы электроснабжения электрического транспорта требуют высокой надежности электроснабжения (I категория по [5.20, 5.21]).

Современные СЭС электрического транспорта оказывают существенное влияние на показатели качества напряжения в питающих электрических сетях от 6—20 до 110 кВ. Это связано: а) с применением установок выпрямления тока, что обуславливает несинусоидальность напряжения; б) с несимметрией напряжения при электротяге на однофазном переменном токе (27,5 кВ); в) с колебаниями напряжения в сетях 6—20 кВ, вызываемыми пусковыми токами двигателей трамваев и троллейбусов. Подробнее см. [5.8, 5.20].

Коротко охарактеризованные ПЭ в значительной части располагаются на территориях городов и в ближних пригородных зонах и поэтому в большинстве случаев питаются от общих ПС 35—220 кВ ЭЭС. В зависимости от преобладания промышленных потребителей или ПЭ жилых и административных районов утренний максимум нагрузок может быть больше или меньше вечернего максимума на 10—15 % (рис. 5.3, з).

Электроснабжение сельского хозяйства. Системы электроснабжения сельского хозяйства включают питание электроэнергией всех потребителей, располагающихся на территориях сельскохозяйственных районов. Это — электроснабжение всех видов сельскохозяйственных производств, а также комплексов коммунально-бытовых потребителей сельских населенных пунктов. Примерами ПЭ в данной области являются животноводческие, птицеводческие, зернообрабатывающие комплексы, зерно- и овощехранилища, парниковые установки, а также жилые здания, медицинские, торговые, культурно-образовательные учреждения и т.п. Электрические нагрузки отдельных ПЭ изменяются в весьма широких пределах: от единиц киловатт для малоэтажных зданий до единиц мегаватт для животноводческих и зернообрабатывающих комплексов и т.п.

Питание электроэнергией СЭС сельского хозяйства осуществляется преимущественно от ПС 35—110 кВ ЭЭС. В районах, удаленных от электросетей ЭЭС, а также в качестве резервных источников питания ПЭ,

не допускающих перерывы электроснабжения или допускающих такие перерывы в пределах 20—30 мин, применяются дизельные электростанции мощностью от десятков до сотен киловатт. В единичных случаях сооружаются местные гидроэлектростанции аналогичной мощности.

Пример суточного графика электрических нагрузок ПС 6—20/0,38 кВ сельскохозяйственных ПЭ приведен на рис. 5.3, в. Различия между графиками зимних и летних суток зависят от соотношений нагрузок жилых зданий и сельскохозяйственного производства, а также от географической широты рассматриваемого района (климатические условия, долгота светового дня).

Коэффициенты мощности жилых и иных зданий сельских населенных пунктов составляют 0,9—0,95, а основных производств 0,75—0,85.

Продолжительность использования наибольших нагрузок сельских ПЭ находится в пределах 2500—3500 ч/год.

Значительная часть ЭП сельских ПЭ допускает аварийные перерывы электроснабжения на время восстановления питания оперативных переключений в распределительных электросетях (II категория по [5.14, 5.21]). Вместе с тем крупные животноводческие комплексы и птицефабрики требуют автоматизированного восстановления питания основных ЭП в течение нескольких минут во избежание потерь сельскохозяйственных животных и птиц (в первую очередь молодняка); такие ЭП относятся к I категории по требованиям надежности электроснабжения [5.2, 5.23].

Выше были приведены базовые сведения по основным группам ПЭ. Несомненно, что имеются разновидности электроэнергетических характеристик иных ПЭ, таких как горно-, нефте- и газодобывающей промышленности, крупных холодо- и теплогенерирующих установок, морских и авиационных портов, объектов обороны страны и др.

5.3. Основные задачи и условия формирования систем электроснабжения

Основными задачами формирования и практического проектирования являются: а) выбор схемы электрических соединений основных элементов электроустановок, обеспечивающий необходимую надежность электроснабжения ПЭ [5.19]; б) выбор номинальных параметров всего основного электрооборудования (номинальных напряжений, мощностей трансформаторов и электродвигателей, сечений токоведущих жил кабелей, защитных аппаратов и т.п.); в) расчетов основных нормальных и экстремальных распределений мощностей (токов); г) обеспечения требуемого качества электроэнергии (см. гл. 6).

Основным определяющим условием формирования СЭС — источников их питания, электрических сетей, электрооборудования, режимов, организации и технической эксплуатации — является их экономическая целесообразность.

Требования экономической целесообразности должны соответствовать современным условиям и задачам развития хозяйственной жизни России. В качестве такого экономического критерия формирования СЭС, опирающегося на государственные нормативные материалы, принимаются дисконтированные затраты, определяемые за тот или иной срок в зависимости от объекта проектирования (10—15 лет) [5.21]. Дисконтированные затраты за расчетный срок учитывают: поэтапные капиталовложения для сооружения СЭС, поэтапное развитие ежегодных эксплуатационных расходов, затраты на потери электроэнергии в СЭС, «недоиспользованную» (ликвидную) часть капиталовложений, убытки от недоотпуска электроэнергии при аварийных или плановых отключениях электрооборудования и прекращении в связи с этим питания потребителей [5.23]. Допускается применение так называемых приведенных затрат [5.25, 5.27]. Подчеркивается, что при определении дисконтированных затрат за расчетный срок имеется возможность учитывать изменения стоимости оборудования и стоимости электроэнергии, значений дисконта и др.

При обсуждаемом здесь принципе формирования СЭС должны учитываться: нормативные требования надежности электроснабжения ПЭ или возможные убытки от перерывов питания; технические ограничения (по допустимому нагреву в нормальных, аварийных режимах и по токам коротких замыканий, а также по условиям качества электроэнергии); экологические ограничения (по выбросам отходов производства в окружающую среду, по напряженности электрических и магнитных полей, шумовым эффектам и др.).

В основе формирования и эксплуатации СЭС находятся расчетные электрические нагрузки отдельных ПЭ, элементов электрических сетей и источников питания, которые определяются специальными статистическими методами [см. 5.2, 5.8, 5.11, 5.12]. При этом необходимо знать как наибольшие, так и наименьшие возможные значения электрических нагрузок. На основе известных наибольших электрических нагрузок выбираются параметры всего электрооборудования СЭС, а также выполняются расчеты параметров режимов СЭС.

Определяющую роль экономической обоснованности проектируемой или эксплуатируемой СЭС имеет выбор целесообразных схем и номинальных напряжений питающих и распределительных сетей от источников питания от СЭС до ЭП.

По завершении проектных или эксплуатационных расчетов и принятия соответствующих технико-экономических и технических решений следует стадия расчетов режимов распределения активных и реактивных мощностей и рабочих напряжений ЭП. На стадии проектирования необходимы расчеты режимов при наибольших и наименьших нагрузках ПЭ (в некоторых случаях и иных режимах), в эксплуатации обязательны измерения в периоды максимумов нагрузок.

5.4. Номинальные напряжения электроустановок

Основными источниками питания (СЭС) электроэнергией являются ПС 35—220 кВ ЭЭС.

В состав СЭС крупных городов и промышленных предприятий входят линии электропередачи и понижающие ПС указанных выше номинальных напряжений. В основном используются электрические сети 110 кВ, обеспечивающие возможности передачи мощностей до 50—80 МВ·А на расстояния в десятки километров. Линии электропередачи 220 кВ применяются в СЭС крупнейших городов, а также таких же предприятий черной и цветной металлургии, когда имеется необходимость передачи мощности более 100—120 МВ·А. Электрические сети 35 кВ, обладающие существенно меньшей пропускной способностью, в последующий период применяются весьма ограниченно.

В СЭС внешнего электроснабжения крупнейших городов используются напряжения 330—500—750 кВ. Распределение электроэнергии по территориям промышленных предприятий, городов, сельских районов и других потребителей в настоящее время производится на напряжениях 6—20 кВ. Помимо распределения электроэнергии вне зданий напряжения 6—20 кВ применяются внутри цехов промышленных предприятий, а также в некоторых случаях во внутренних сетях крупнейших городских зданий. Напряжения 6 и 10 кВ характерны для непосредственного питания наиболее крупных электродвигателей (соответственно мощностью 0,5—2 МВт и более).

При формировании новых и реконструкции действующих СЭС должно применяться напряжение 10 кВ. Напряжение 6 и 20 кВ допустимо лишь при специальных технико-экономических обоснованиях*. В ряде случаев экономически обоснован перевод эксплуатируемых воздушных и кабельных электросетей 6 кВ на работу при напряжении 10 кВ, что требует проведения ряда предварительных профилактических испытаний, замены некоторой части электрооборудования, незначительной реконструкции распределительных устройств 6 кВ и др. [5.11]. Наибольшая эффективность данного решения относится к электросетям с воздушными линиями 6 кВ, а также при отсутствии или малом количестве электродвигателей 6 кВ. Отмечается экономическая эффективность такого метода для увеличения пропускной способности распределительных электросетей в ряде городов России, стран СНГ и Европы.

В СЭС всех групп потребителей электроэнергии к электросетям данных напряжений присоединяются трансформаторные подстанции (ТП) с вторичным напряжением до 1 кВ. Электроосветительные установки и приборы практически во всех случаях питаются при напряжениях 380/220 В. Исторически сохранившиеся в некоторых городах электросети 220/127 В следует реконструировать на напряжения 380/220 В.

* При технико-экономических обоснованиях применения напряжения 20 кВ сравнительно с 10 кВ необходимо учитывать стоимость источников питания 20 кВ — нового фактора для практики проектирования и эксплуатации электроустановок РФ.

Все бытовые ЭП выполняются в настоящее время на напряжение 220—235 В и подключаются к сетям 380/220 В. Это же напряжение используется в промышленном электроснабжении для питания электродвигателей мощностью до 100—150 кВт. При мощностях электродвигателей 200—800 кВт экономически оправдано применение напряжения 660/380 В. При мощностях электродвигателей 800—1000 кВт и более следует применять для их питания напряжения 6 или 10 кВ.

Как указано выше, железнодорожный транспорт питается от ЭЭС на напряжении 110—220 кВ, вторичные напряжения (на стороне переменного тока) составляют 25—27,5 кВ. В городском электротранспорте применяются напряжения 6—10 кВ, вторичное напряжение 600 В.

5.5. Основные типы схем внешних распределительных электрических сетей

Схемы электрических соединений ИП от ЭЭС (электрических станций, системных ПС 35—220 кВ) приведены в гл. 4.

Специфическими источниками питания СЭС при напряжениях 35—220 кВ являются главные понижающие ПС промышленных предприятий (ГПП), ПС аналогичных напряжений железнодорожного транспорта и ПС глубоких вводов высших напряжений (ПГВ) в жилых районах городов. Определяющими принципами схем ГПП и ПГВ являются: а) минимально необходимое количество электрооборудования первичного высшего напряжения как наиболее дорогого и требующего значительных площадей для его установки; б) двухтрансформаторные ПС 110—220/6—20 кВ; в ряде случаев — трансформаторы с расщепленными обмотками вторичного напряжения для ограничения токов короткого замыкания; в) распределительное устройство 6—20 кВ, обеспечивающее возможность присоединения многих линий и оперативную гибкость данной схемы.

В электрических сетях 6—20 кВ промышленных объектов и городов достаточно широко применяются распределительные пункты (РП), представляющие собой распределительные устройства указанных напряжений, приближенные к определенным группам ПЭ (рис. 5.4). На промышленных предприятиях это цеха с крупными электродвигателями 6—10 кВ, в городских сетях это трансформаторные подстанции (ТП) 6—20/0,38 кВ, удаленные от основных источников питания. Обоснованиями применения РП являются: сокращение количества ячеек выключателей 6—20 кВ на ИП; уменьшение суммарной протяженности кабельных линий; упрощение оперативной эксплуатации распределительных сетей.

В настоящее время РП выполняются при радиальной схеме питающих линий, что соответствует условиям питания крупных электродвигателей и районов городской застройки (8—12 МВт) (рис. 5.4). По требованиям надежности электроснабжения РП относятся к ПЭ I категории [5.19]. В связи с этим секционные выключатели шин 6—10 кВ на ИП и РП разомкнуты в нормальных режимах работы. Секционный выключатель на РП оборудован устройством автоматического включения резерва

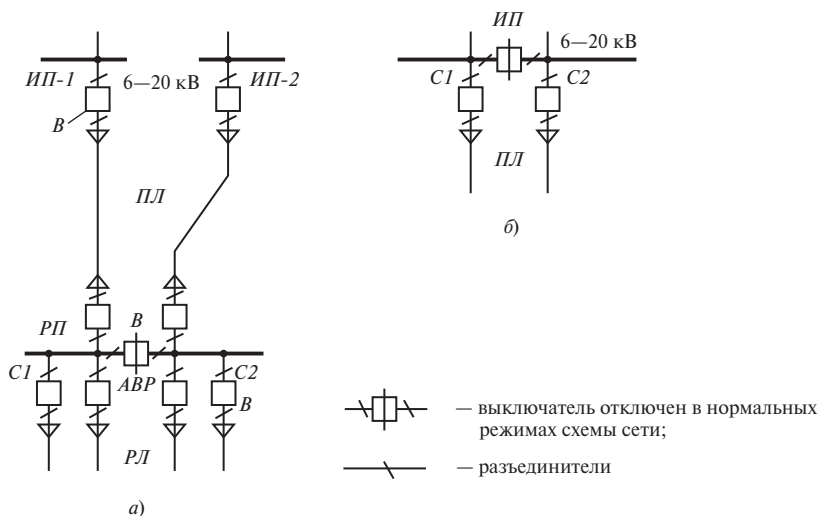


Рис. 5.4. Принципиальная схема распределительного пункта 6—10 кВ:

а — питающегося от двух источников питания (ИП-1 и ИП-2); б — питающегося от одного источника питания ИП; ПЛ — питающие линии; РЛ — распределительные линии; C1, C2 — секции шин 6—20 кВ распределительного пункта РП; В — выключатели

(АВР) при аварийном отключении одной из секций ИП или одной из питающих линий [5.11, 5.19].

В распределительных электрических сетях 6—20 кВ и 380—660 В применяются следующие основные типы схем: радиальные, магистральные, кольцевые (петлевые) и их комбинации.

При радиальных схемах по каждой линии питается один ПЭ. Линии могут быть одноцепными или двухцепными в зависимости от требований надежности электроснабжения конкретных ПЭ, а также от конструктивного выполнения линий. По одноцепным воздушным линиям могут питаться ПЭ, допускающие перерывы питания на время ремонта линии и относящиеся к III категории надежности электроснабжения по требованиям ПУЭ. Ввиду длительности ремонтных работ после повреждения кабеля (например, в случае необходимости прогрева грунта в зимнее время) радиальные линии необходимо выполнять двухцепными при питании потребителей всех категорий. Потребители электроэнергии I и II категорий во всех случаях должны питаться по двухцепным радиальным линиям. При одноцепных воздушных радиальных линиях 6—20 кВ трансформаторные подстанции 6—20/0,38 кВ выполняются однострансформаторными в связи с существенно меньшей их повреждаемостью по сравнению с линиями. При двухцепных радиальных линиях ТП 6—20/0,38—0,66 кВ — двухтрансформаторные. Области применения радиальных схем: электроснабжение единичных ПЭ; при значительных электрических нагрузках ПЭ — в связи с ограничениями пропуск-

ной способности линий по условиям допустимого нагрева проводов или жил кабелей, по допустимой потере напряжения в линии и т.п.

Магистральные линии характеризуются последовательным присоединением к ним нескольких ПЭ, располагающихся по «одностороннему» направлению относительно ИП. Приведенные выше сведения о радиальных схемах, о возможностях применения одноцепных или двухцепных линий, однотрансформаторных или двухтрансформаторных подстанций 6—20/0,38—0,66 кВ полностью относятся и к схемам магистральных линий.

Кольцевые (петлевые) конфигурации схем распределительных электрических сетей применяются как при воздушных, так и при кабельных линиях. Характерным для таких электрических сетей 6—20 и 0,38 кВ является применение одноцепных линий, однотрансформаторных подстанций и односекционных распределительных щитов 380 В вводов к ПЭ. В связи с замкнутой конфигурацией схем данного типа в нормальных эксплуатационных режимах сети одна из линий должна быть отключена. Необходимость такого режима сети определяется невозможностью избирательного (селективного) отключения поврежденной линии. Последнее определяется отсутствием (по технико-экономическим соображениям) линейных выключателей в цепях всех линий, кроме их головных участков, а также практической невозможностью применения в таких сетях релейных защит направленного действия. Выбор линии, отключенной в нормальных режимах сети, производится по условиям потокораспределения, соответствующего минимальным потерям мощности при наибольших нагрузках ПЭ.

Многоконтурные сложнзамкнутые схемы распределительных электрических сетей в отечественных СЭС не находят применения.

Радиальные и магистральные схемы сетей 6—20 кВ и 380 В без резервирования воздушных линий, при однотрансформаторных подстанциях 6—20 кВ и односекционных щитах вводных устройств 380 В представлены на рис. 5.5. Данный тип схемы широко применяется в электроснабжении сельскохозяйственных населенных и производственных пунктов, относящихся к III категории по требованиям надежности электроснабжения. К ним не относятся крупные животноводческие и птицеводческие производственные комплексы, крупные зернохранилища, насосные установки систем орошения и т.п. Характерными номинальными мощностями трансформаторов 6—10/0,38 кВ являются 100—250 кВ·А, реже 60 и 400 кВ·А.

Петлевые схемы распределительных сетей 6—20 кВ и 380 В представлены на рис. 5.6. Подчеркивается необходимость подключения двух головных участков 6—20 кВ к разным секциям шин ИП. Это условие позволяет удовлетворить требования надежности питания ПЭ II категории при аварийных или плановых отключениях одной из секций шин ИП. Возможности в эксплуатационных режимах некоторых различий рабочих напряжений на двух секциях шин ИП (секционный выключатель отклю-

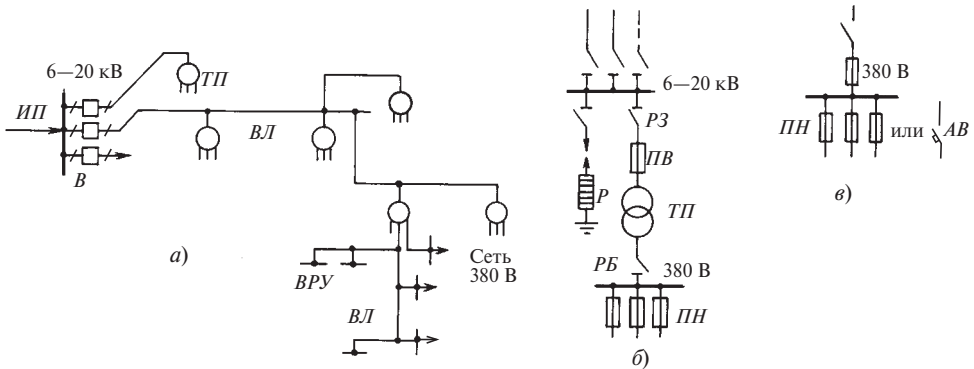


Рис. 5.5. Принципиальные схемы внешних распределительных электрических сетей 6—20 кВ и 380 В без резервирования линий и трансформаторов:

а — схема сети в целом; *б* — трансформаторная подстанция; *в* — вводное распределительное устройство в здании (ВРУ); ВЛ — воздушные линии; ИП — источник питания; РЗ — разъединитель; РБ — рубильник; ПВ, ПН — соответственно плавкие предохранители 6—20 кВ и 380 В; ТП — трансформаторная подстанция; АВ — автоматический выключатель

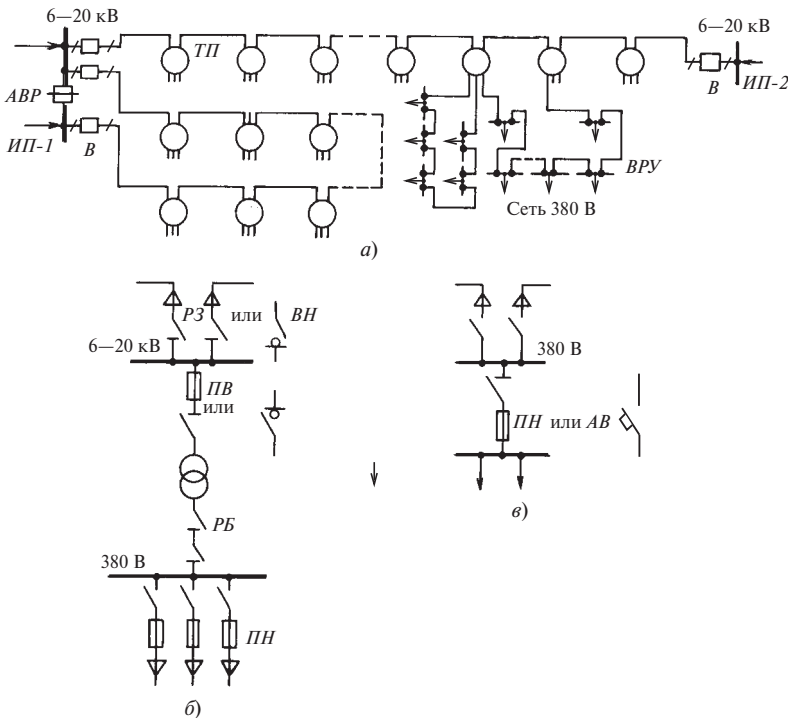


Рис. 5.6. Принципиальные схемы внешних петлевых распределительных электрических сетей 6—20 кВ и 380 В:

а — схема сети в целом; *б* — трансформаторная подстанция; *в* — вводное распределительное устройство в здании (в цех); пунктир — отключенные в нормальном режиме линии; другие обозначения — см. рис. 5.5

чен в нормальных режимах сети) также влияют на необходимость описанного выше отключения одной из линий кольцевой сети. При повреждении одной из линий рассматриваемой сети и отключении на ИП выключателя соответствующего головного участка теряет питание примерно половина ПЭ. После выявления поврежденной линии и необходи-

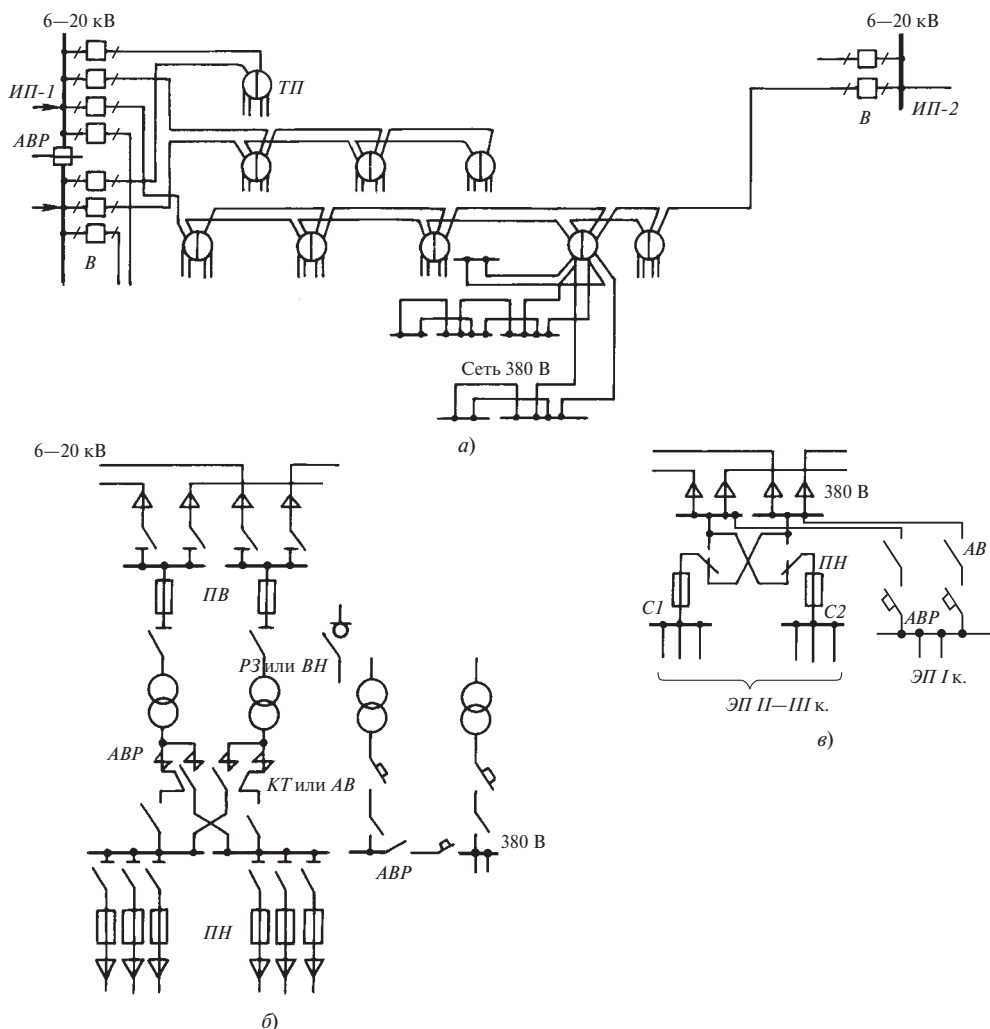


Рис. 5.7. Принципиальные схемы внешних двух магистральных автоматизированных распределительных электрических сетей 6–20 кВ и 380 В:

а — варианты схем сетей в целом; *б* — трансформаторная подстанция; *в* — вводное устройство в цех (здание); *ABP* — устройство автоматического включения резервного питания; *КТ* — контакторы (при трансформаторах до 630 кВ · А); *AB* — автоматические выключатели (в цепях трансформаторов мощностью 1000 кВ · А и более); *Ik*, *IIk*, *IIIk* — категории ПЭ по требованиям надежности электроснабжения; другие обозначения — см. рис. 5.5

мых оперативных переключений (эксплуатационным персоналом) восстанавливается питание всех ПЭ. Перерыв питания ПЭ должен составлять не более 1—2 ч. Характерными являются номинальные мощности трансформаторов 6—10/0,38 кВ в рассматриваемых схемах: 250—630 кВ · А. Области применения таких схем являются распределительные сети городов при застройках жилых кварталов зданиями до 9 этажей, а также населенные пункты и производства сельскохозяйственных районов; для питания ПЭ II категории промышленных предприятий данные схемы также могут применяться.

Радиальные схемы и варианты магистральных схем распределительных сетей 6—20 кВ и 380—660 В с резервированием линий и трансформаторов ПС приведены на рис. 5.7. Данные схемы при кабельных линиях (реже — при воздушных линиях) широко применяются в промышленности, а также в электроснабжении жилых районов городов при зданиях 12—25 этажей. В данных схемах головные линии 6—20 кВ должны подключаться (с помощью выключателей) к разным секциям шин одного ИП или к разным ИП. На напряжении 380—660 В трансформаторных ПС следует осуществлять автоматическое включение резервного питания (АВР) с применением контакторов или автоматических выключателей в зависимости от номинальной мощности устанавливаемых трансформаторов, что обеспечивает надежное электроснабжение ЭП I категории (время срабатывания АВР — доли секунд). Характерными номинальными мощностями трансформаторов двухтрансформаторных ТП 6—10/0,38—0,66 кВ являются: в городском электроснабжении 400—1000 кВ · А; в промышленном — 630—2500 кВ · А.

Подробнее о схемах сетей изложено в [5.2, 5.11, 5.12, 5.13, 5.18].

5.6. Режим нейтрали электрических сетей

Электрические сети 380/220 В выполняются четырехпроводными, так как большая часть ЭП (все бытовые приборы, включая электрическое освещение) — однофазные и включаются между фазным и нулевым проводниками. Поэтому в режиме однофазного короткого замыкания (на землю) при изолированном от земли нейтральном проводе человек, коснувшийся проводника одной из неповрежденных фаз, попал бы под междуфазное напряжение 380 В, которое больше принятого допустимого 250 В. В связи с указанным данные сети осуществляются с глухим заземлением нейтрали трансформаторов на стороне 380/220 В (в ТП 6—10/0,38 кВ). Это мероприятие исключает в описанном выше режиме попадание человека под напряжение более фазного 220 В. При таком решении образуются значительные токи однофазных замыканий на землю, что обеспечивает быстрое действующее отключение проводника поврежденной фазы перегоранием плавкой вставки предохранителя или

автоматическим выключателем (АВ), имеющимся на распределительном щите 380/220 В ТП и включенным в цепи отходящих линий.*

Электрические сети 6—10 кВ выполняются трехпроводными, так как к ним подключаются в основном трехфазные трансформаторы данных напряжений (ТП 6—10/0,38 кВ), а также весьма крупные трехфазные электродвигатели. Фазные проводники данных сетей, особенно при кабельном исполнении, обладают значительной емкостью по отношению к земле. Последнее приводит к тому, что при коротком замыкании одной из фаз на землю образуются контуры протекания токов короткого замыкания через индуктивности обмоток трансформаторов и линий, а также через емкостные проводимости всех фаз и землю (рис. 5.8, а). Значения этих токов могут достигать десятков ампер и быть опасными для нагрева изоляции токоведущих проводников. Помимо этого при последовательно «включенных» индуктивностях и емкостях в рассматриваемом контуре протекания тока может образовываться резонанс напряжений с последующими пробоями изоляции в иных точках данной сети. Считается необходимым ограничивать токи данных замыканий значениями 30 А при номинальном напряжении 6 кВ, 25 А — при 10 кВ, 20 А — при 20 кВ и 15 А — при 35 кВ. Ограничение токов однофазных замыканий достигается

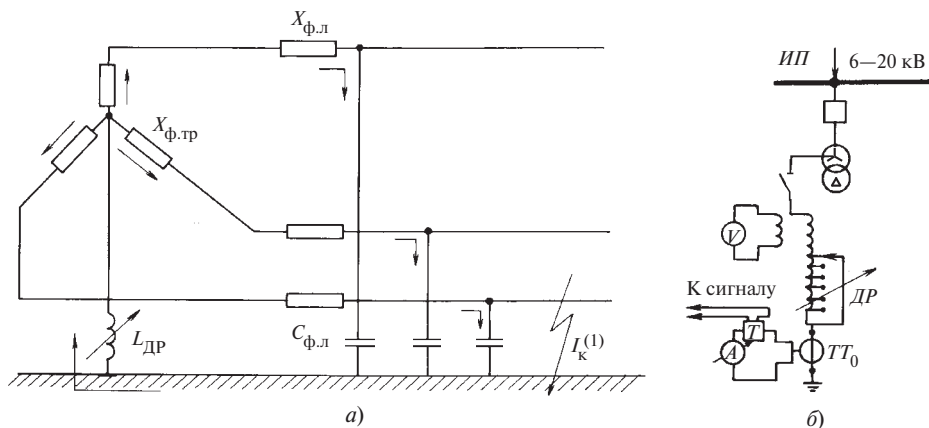


Рис. 5.8. Однофазное короткое замыкание на землю в сети 6—20 кВ с компенсированной нейтралью:

а — протекание тока однофазного замыкания; б — принципиальная схема включения дугогасящего реактора; $X_{ф.л}$, $X_{ф.тр}$ — соответственно реактивные сопротивления фазы линии и трансформатора 6—20/0,38 кВ; $L_{ДР}$ — индуктивность дугогасящего реактора; $C_{ф.л}$ — емкость фазы линии; $I_{к}^{(1)}$ — ток замыкания на землю; ДР — регулируемый дугогасящий реактор; ТТ₀ — трансформатор тока нулевой последовательности

* Следует иметь в виду, что электрические сети 660/380 В часто выполняются трехпроводными, так как к ним подключаются только крупные трехфазные ЭП (электродвигатели, термические установки и т.п.).

ется включением в нейтраль сети 6—10 кВ дугогасящего реактора *ДР*, индуктивность которого равна или несколько больше емкости фаз сети, подключенной к шинам указанных напряжений *ИП*. На рис. 5.8, б представлена принципиальная схема включения такого реактора.

В зависимости от схемы и конкретных условий эксплуатации допускается кратковременная работа сети (2—4 ч) при токах однофазных замыканий на землю, меньших указанных выше. При петлевых схемах сетей 6—10 кВ это время может быть использовано для оперативной работы с целью уменьшения времени перерыва электроснабжения ПЭ (см. рис. 5.6).

5.7. Конструкции линий, подстанций СЭС и их основного электрооборудования

В этом параграфе не излагаются подробные сведения о конструктивном исполнении и комплексах электрооборудования ИП СЭС, входящих в состав ЭЭС и описываемых в гл. 4 (ТЭЦ, ПС 35—220 кВ и т.п.). Здесь уделяется внимание специфике и современным тенденциям конструктивных решений и применяемого основного электрооборудования линий и ПС СЭС.

Линии СЭС. Линии глубоких вводов 110—220 кВ, передающие десятки мегаватт в центральные районы крупных городов и к территориям крупных промышленных предприятий, следует осуществлять подземными кабельными линиями. Такая конструкция этих линий экономически оправдана в связи с высокой стоимостью отчуждаемой территории жилых районов и с учетом стоимости инженерного оборудования (транспорт, водо- и газопроводы и др.), безопасностью для населения, а также по архитектурным технико-эстетическим соображениям. Аналогичное применение кабелей 110—500 кВ наблюдается и при электроснабжении крупных промышленных предприятий, по историческим причинам оказавшихся в глубине территории города; известны такие решения при питании крупных подземных подстанций метрополитена и прилегающих к ним районов. До последнего времени описываемые линии выполнялись маслonaполненными кабелями низкого давления. В современный и перспективный периоды следует применять кабели с синтетической изоляцией («сшитый» полиэтилен).

Линии 6—20 кВ в сельских районах и населенных пунктах городского и коттеджного типа с застройкой зданиями до двух этажей — обычно воздушные. Это связано со значительно меньшей стоимостью ВЛ по сравнению с кабельными. В настоящее время имеется возможность существенного повышения надежности и экономичности воздушных линий данных напряжений и удешевления прокладки их трасс при применении так называемых самонесущих изолированных проводов (СИП).

На территориях промышленных предприятий и городов линии 6—20 кВ следует выполнять кабелями.

В жилых районах городов обычно применяется прокладка кабелей в траншеях (в грунте) (рис. 5.9, а), а также в асбоцементных трубах или

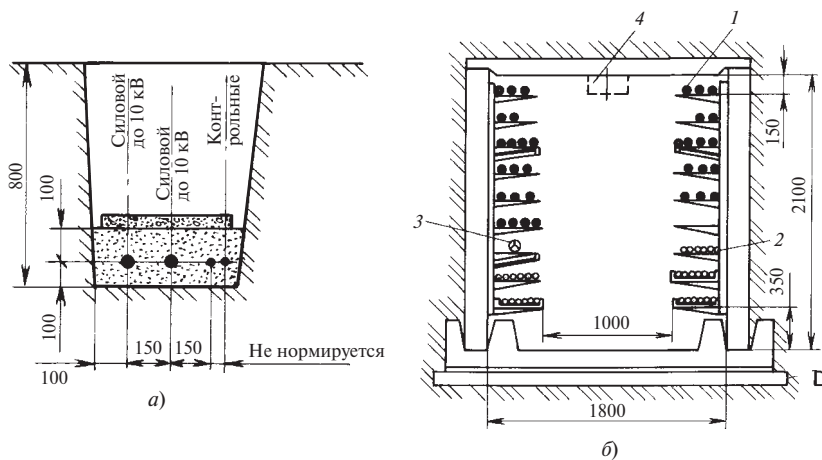


Рис. 5.9. Прокладка кабелей до 20 кВ в городских и промышленных электрических сетях в траншее (в земле):

a — в траншее (в земле); *б* — в туннеле; 1 — кабели силовые; 2 — контрольные кабели, кабели связи; 3 — соединительная кабельная муфта; 4 — электрическое освещение туннеля

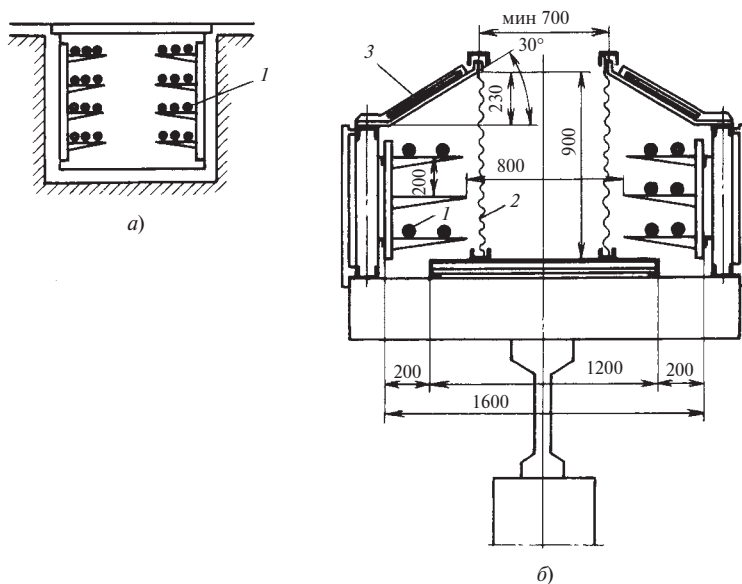


Рис. 5.10. Прокладка кабелей до 20 кВ в цехах и по территории промышленных предприятий:

a — в каналах под полом цеха; *б* — на внешних эстакадах; 1 — кабели; 2 — защитное ограждение; 3 — солнцезащитный козырек

железобетонных блоках при пересечениях с улицами, бульварами и т.п. При прокладке 20 и более кабелей применяются специальные туннели (рис. 5.9, б).

На промышленных предприятиях, где наблюдается значительная плотность использования территории, а также возможны химическое загрязнение грунта, попадание на грунт расплавленных металлов, применяются конструктивные замены подземных кабельных линий надземными их прокладками в галереях (рис. 5.10).

Внутрицеховая прокладка кабеля выполняется в каналах (рис. 5.10, а) полов цехов, а также магистральными и распределительными шинопроводами. Последние представляют собой алюминиевые шины, изолированные от металлических коробов, прикрепляемых к строительным конструкциям цеха (рис. 5.11). Данный тип внутрицеховой распределительной сети заслуженно получил широкое распространение как дающий большие возможности различного расположения ЭП и его подключений, а также обеспечивающий высокую надежность внутрицеховых электросетей.

Понижающие подстанции СЭС. Подстанции 35—220/6—20 кВ принципиально могут выполняться как с открытыми распределительными устройствами (РУ) высшего напряжения, располагающимися на территории, прилегающей к зданию, в котором размещаются РУ 6—20 кВ, диспетчерский пункт и др., так и с закрытыми РУ всех номинальных напряжений.

Отмечается особая актуальность всемерной экономии площадей, занимаемых ГПП и ПГВ. Данное условие наиболее полно реализуется при осуществлении указанных ПС с РУ 35—220 кВ из герметичных комплектных ячеек с элегазовой изоляцией (КРУЭ); с закрытой установкой трансформаторов 35—220/6—20 кВ с их принудительным охлаждением.

Подстанция 110 кВ указанного конструктивного исполнения с трансформаторами мощностью $2 \times 63 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ занимает площадь не более 0,5—0,6 га, а ПС 220/110/10 кВ с автотрансформаторами мощностью $2 \times 250 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ — в пределах 0,8—1 га. Аналогичные по установленной мощности трансформаторов ПС с открытыми распределительными устройствами высших напряжений и открытой установкой трансформаторов потребовали бы в 3—4 раза большей территории. Помимо указанного при применении КРУЭ обеспечивается экологическая безопасность для эксплуатационного персонала ввиду экранирования электрических и магнитных полей металлическими кожухами КРУЭ. Сооружение закрытых ПС 35—220 кВ с электрооборудованием в виде воздушных или масляных выключателей, опорных разъединителей, открытых шин и т.п. приводит к увеличению объемов здания — сравнительно с применением КРУЭ — в 3,5—4 раза.

Современной и перспективной тенденцией является осуществление распределительных устройств 6—10 кВ ГПП и ПГВ с применением вакуумных или элегазовых выключателей, обладающих меньшими габаритами по сравнению с малообъемными масляными выключателями,

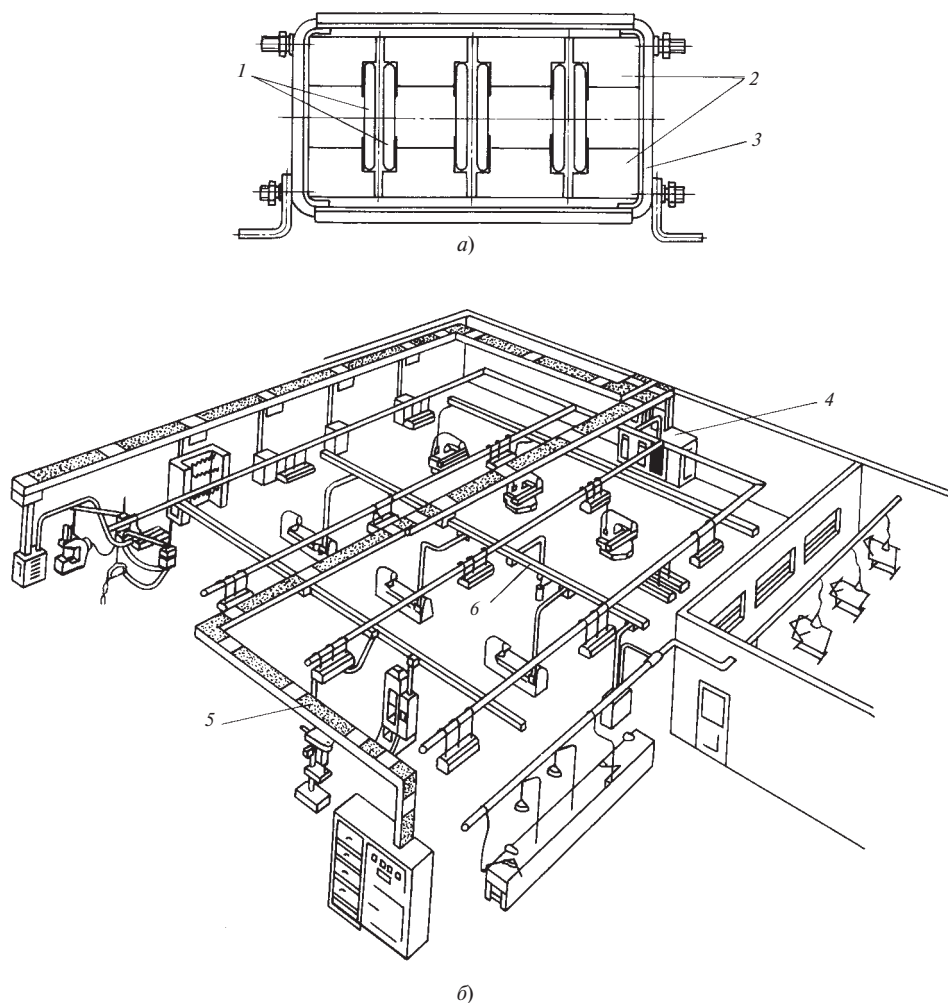


Рис. 5.11. Внутрицеховая распределительная сеть 380 В, выполненная шинопроводами:

а — поперечный разрез секции магистрального шинопровода; *б* — шинопроводы цеха; 1 — фаза шинопровода; 2 — изоляция; 3 — кожух шинопровода; 4 — комплектная трансформаторная подстанция цеха; 5 — магистральный шинопровод; 6 — распределительные шинопроводы

а также имеющих большие предельные токи отключаемых коротких замыканий (до 40—50 кА).

Трансформаторные подстанции 6—20/0,38—0,66 кВ любой технологической области электроснабжения содержат вводное устройство 6—20 кВ, один или два трансформатора, распределительный щит 380/220—660/380 В, аппараты защиты трансформаторов и линий вторичного напряжения от токов коротких замыканий, а также АВР в тех случаях, когда это требуется.

Трансформаторные подстанции выполняются как отдельно стоящими от производственных и жилых зданий, так и встроенными в здания.

В СЭС промышленных предприятий расположение ТП вне зданий достаточно часто применялось в прошедший период, но и в настоящее время это необходимо по условиям охраны труда в цехах, где продукты производства и выбросы в воздух взрыво- и пожароопасны.

В настоящее время в большинстве возможных случаев применяются внутрицеховые ТП 6—20 кВ индустриального изготовления, представляющие собой комплекс конструктивных элементов и всего необходимого электрооборудования; комплектная трансформаторная подстанция (КТП) с трансформатором типа ТМ мощностью 250—2500 кВ · А приведена на рис. 5.12.

Совместная установка двух КТП позволяет образовывать двухтрансформаторную подстанцию. Обычно КТП устанавливаются на полу цеха. Однако в некоторых случаях КТП могут размещаться на специальных конструкциях выше основного технологического оборудования (4—5 м), что способствует более полному использованию площади цеха.

Отдельно стоящие ТП 6—20 кВ электросетей городских жилых районов размещаются внутри жилых кварталов. Современным направлением является полностью индустриальное (в конструктивной и электротехнической частях) изготовление отдельно стоящих городских ТП с применением синтетической изоляции, герметических масляных трансформаторов (ТМГ), элегазовых выключателей нагрузки и с помещением всего электрооборудования 6—20 кВ в герметический кожух, заполненный элегазом. Пример такой современной конструкции и схемы электрических соединений ТП 6—20/0,4 кВ приведены на рис. 5.13. Вместе с тем в мно-

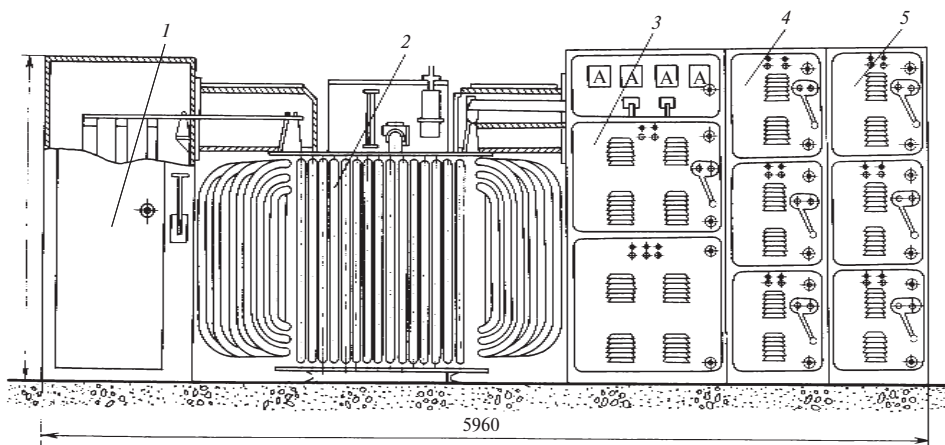


Рис. 5.12. Внутрицеховая комплектная однитрансформаторная подстанция 6—10/0,38 кВ:

1 — шкаф ввода кабелей 6—10 кВ; 2 — трансформатор; 3 — шкаф измерительной аппаратуры; 4 — шкаф кабелей 380 В; 5 — секционный шкаф 380 В

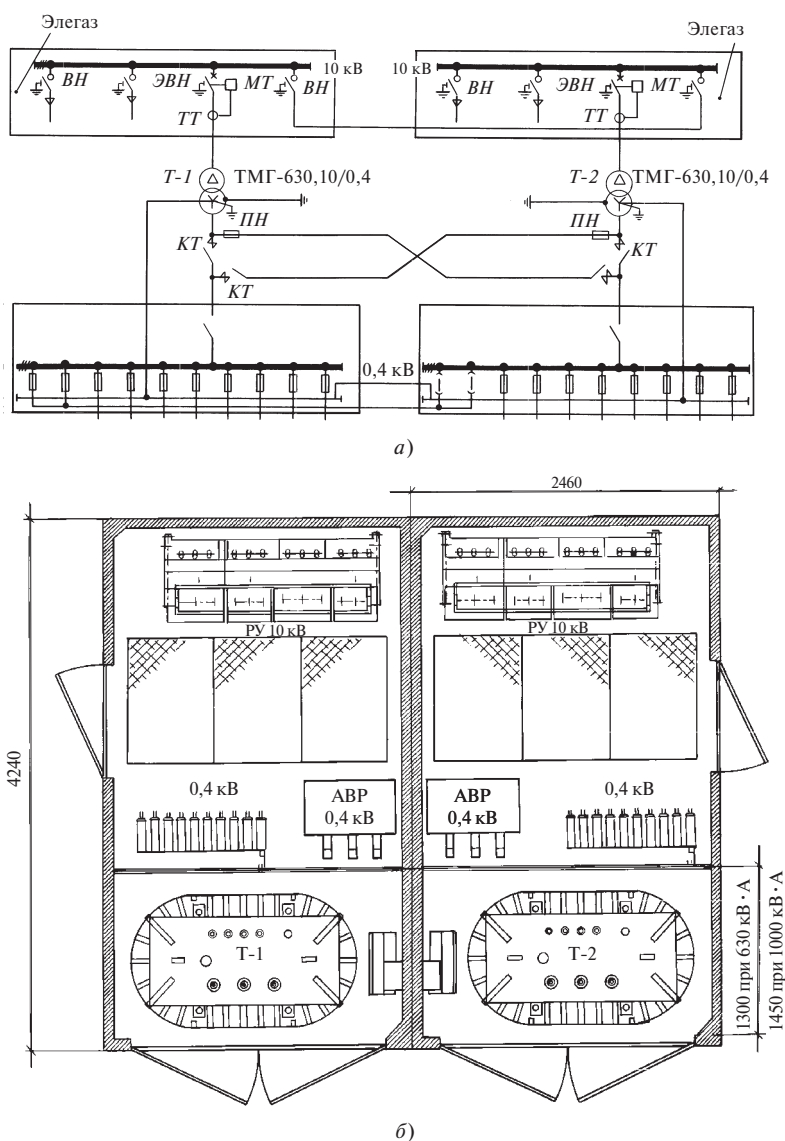


Рис. 5.13. Городская малогабаритная блочная трансформаторная подстанция 6—20/0,4 кВ с трансформаторами ТМГ 2×630 кВ·А:

а — принципиальная электрическая схема; б — план размещения электрооборудования; ВН — выключатели нагрузки; ЭВН — элегазовые выключатели нагрузки; МТ — максимального-токовые реле; ПН — плавкие предохранители; КТ — контакторы

гоэтажных (более 30—35 этажей), многообъемных зданиях оправдано размещение ТП внутри них, но с установкой «сухих» трансформаторов.

Основным видом ТП 6—20/0,38 кВ электроснабжения сельскохозяйственных районов являлся «мачтовый тип», когда трансформатор и все иное электрооборудование размещается на специальной деревянной П- или АП-образной или железобетонной конструкции. Вместе с тем применяются отдельно стоящие ПС с кирпичной строительной частью. Современным направлением развития сельских ТП является применение специализированных индустриально изготавливаемых комплектных ПС (рис. 5.14).

Распределительные устройства **распределительных пунктов (РП)** состоят из комплектов индустриально изготавливаемых выключателей вводов питающих и отходящих линий, секционного выключателя, измери-

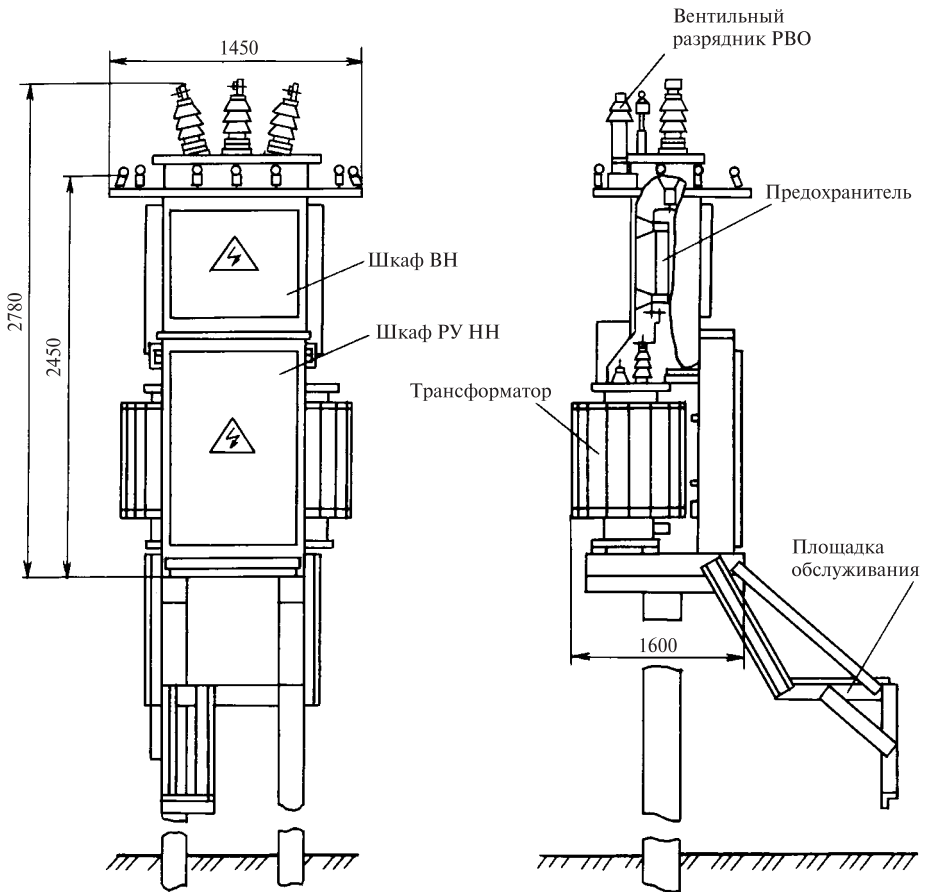


Рис. 5.14. Трансформаторная подстанция 1×25 — 160 кВ·А 6—10/0,4 кВ для сельской местности

тельных трансформаторов и др. Ранее в РП применялись малообъемные масляные выключатели в сочетании с комплектными ячейками одностороннего обслуживания (КСО). Современные тенденции заключаются в применении вакуумных и элегазовых выключателей 6—20 кВ, а также конструктивно усовершенствованных и автоматизированных комплектных ячеек, что сокращает площади РП и повышает надежность электроснабжения.

5.8. Основные вопросы проектирования и расчетов СЭС

Исходные материалы и общие задачи проектирования. Общими исходными сведениями являются: район осуществления СЭС того или иного объекта, его климатические и геолого-географические условия; источники питания электроэнергией (ПС ЭЭС, ТЭЦ, ДЭС и т.п.).

Технические исходные сведения состоят из: генерального плана объекта электроснабжения, включающего схему-план застройки территории объекта, технологические характеристики всех цехов промышленного или сельскохозяйственного предприятия, зданий жилого района, населенных пунктов сельскохозяйственного региона, типа ПС электрического транспорта и т.п.; состав и установленные мощности всех ЭП, включая сведения о требованиях к надежности их питания, пожаро- или взрывобезопасности сырья и продукции, охраны экологической среды, см. [5.6] и т.п.

Расчетные электрические нагрузки потребителей электроэнергии и электрических сетей. Понятие расчетной электрической нагрузки подразумевает то наибольшее значение мощности (кВт, квар, $\text{kB} \cdot \text{A}$), которое может потреблять конкретная группа ЭП или ПЭ в целом с учетом реальных технологических процессов и их взаимозависимостей. Расчетные электрические нагрузки линий и трансформаторов подстанций определяются аналогичными условиями комплексов однородных или неоднородных ПЭ характеристик режимов, питаемых по этим элементам электрических сетей.

Приводимые в нормах расчетные электрические нагрузки указываются для наибольших их суточных значений длительностью 30 мин, что соответствует установившейся температуре нагрева проводников средних номинальных сечений под действием протекающего тока.

В нормах проектирования СЭС приводятся расчетные нагрузки в виде потребления активной мощности характерными технологическими группами ЭП (металлорежущие станки, квартиры, животноводческое помещение и т.п.). Нормативные расчетные (активные) нагрузки устанавливаются на основе массовых их измерений в периоды и часы их наибольших значений (например, в декабре в рабочие дни с 16 до 20 ч). Полученные

комплексы измеренных нагрузок обрабатываются с применением методов математической статистики, на основе чего определяются для групп однородных ЭП:

среднестатистическое значение активной нагрузки $\bar{P}_i$;

$\sigma(P_i)$ — среднеквадратическое отклонение измеренных нагрузок от $\bar{P}_i$;

где i — та или иная группа ЭП.

Расчетная активная нагрузка, кВт:

$$P_{p.i} = \bar{P}_i + \beta [\sigma(P_i)],$$

где $\beta = 2—3$ — мера рассеяния, обеспечивающая интегральную вероятность того, что реальные нагрузки не превзойдут ее расчетное значение в 97,5—99,9 % случаях.

Расчетные реактивные нагрузки в большинстве случаев определяются по расчетным активным нагрузкам и эмпирическим средним значениям коэффициентов реактивной мощности ($\operatorname{tg} \varphi$). Подробнее см. [5.2, 5.11, 5.12, 5.13].

Для снижения потерь электроэнергии и потерь напряжения применяется выработка реактивной мощности непосредственно в узлах ее потребления в электрической сети — компенсация реактивных нагрузок. С этой целью применяются установки конденсаторов 0,4—10 кВ, статические тиристорные компенсирующие установки, а также выработка реактивной мощности синхронными двигателями, работающими в режиме перевозбуждения. В последнем случае используются лишь электродвигатели, необходимые по технологическим соображениям. Такое использование синхронных двигателей оправдано при их большой мощности (десятки и сотни киловатт) с высокой частотой вращения (более 150—200 об/мин) и загруженных по активной мощности не более 0,7—0,8 номинальной. Соотношение реактивной мощности, компенсируемой синхронными двигателями и установками конденсаторов, устанавливается специальными расчетами.

Компенсация реактивных нагрузок остро актуальна для СЭС промышленности, где большую часть электроэнергии потребляют асинхронные двигатели и потому «естественный» коэффициент мощности составляет 0,7—0,75. В СЭС коммунально-бытовых ПЭ, как правило, установка компенсирующих устройств не требуется, так как в периоды наибольших нагрузок коэффициенты мощности на шинах 6—10 кВ понижающих ПС не менее 0,90—0,92.

Подробнее технически и экономически важная тема источников реактивной мощности изложена в [5.2, 5.7, 5.12].

Условия выбора параметров электрооборудования СЭС. Методы выбора параметров электроустановок изложены в [5.2, 5.11, 5.12, 5.27].

Отмечаются также возможности перегрузок (сверх нормативных) кабелей до 1 кВ и 6—20 кВ как систематических в нормальных режимах схем электрических сетей, так и кратковременных (1,15—1,3) при послеаварийных состояниях схемы [5.19]. Данные возможности обусловлены недоизносом теплового и изолирующего ресурса изоляции, связанного с неравномерностью суточных графиков активной и реактивной мощности ПЭ. Существуют аналогичные возможности перегрузок трансформаторов 6—20/0,4 кВ, особенно ощутимые для трансформаторных подстанций коммунально-бытовых и сельских ПЭ.

Задачи расчетов режимов электрических сетей. Расчеты режимов электрических сетей СЭС основываются на общих положениях теории электрических сетей. Основной задачей расчетов является выбор номинальных параметров основного электрооборудования СЭС (проводов, кабелей, трансформаторов, компенсирующих устройств), определение потоков мощностей во всех элементах сетей и рабочих напряжений при нормальных и аварийных состояниях схем в режимах наибольших и наименьших нагрузок ПЭ.

Особенностью расчетов режимов сетей до 1 кВ и 6—20 кВ является неучет активных и реактивных проводимостей линий. При кабельных линиях до 20 кВ допускается не учитывать реактивные сопротивления при сечениях жил до 70—95 мм² трёх- и четырехжильных кабелей.

Второй центральной задачей расчетов режимов рассматриваемых электросетей является определение рабочих напряжений на шинах ПС 6—20/0,38—0,66 кВ и в узлах подключений ЭП. Конечная цель данных расчетов — определение рабочих отклонений напряжения на зажимах ЭП (во всех расчетных режимах) и сопоставление их с допустимыми нормативными. Сложности могут заключаться в подборе рабочих ответвлений трансформаторов типа ПБВ 6—20/0,38—0,66 кВ, при которых соблюдаются допустимые отклонения напряжения во всех режимах при одном и том же рабочем ответвлении трансформатора.

При наличии резкопеременных нагрузок и при пусковых режимах асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором необходим расчет размаха изменений (колебаний) напряжения и сопоставление результатов данных расчетов с допустимыми значениями колебаний. Для СЭС, содержащих выпрямительные установки, а также при резкопеременных перегрузках, необходима проверка соблюдения допустимых характеристик несинусоидальности напряжения. При крупных однофазных ЭП проводится расчет несимметрии фазных напряжений. Расчеты качества напряжения коммунально-бытовых ПЭ, в которых основная часть ЭП — однофазные,

на стадии проектирования могут выполняться в предположении симметричности нагрузок фаз на вводах в здание.

Контрольные вопросы

1. Охарактеризуйте структуры современных систем электроснабжения (крупные промышленные предприятия, населенные пункты, сельскохозяйственные районы и т.п.).
2. Назовите основные группы потребителей электроэнергии и характерные для этих групп составы электроприемников.
3. Каково назначение (в составе систем электроснабжения) электрических сетей, выполненных при номинальных напряжениях: 35—110—220 кВ; 6—10—20 кВ; 380/127—660/380 В?
4. Изобразите принципиальные схемы распределительных сетей, предназначенных для питания потребителей электроэнергии, в составе которых имеются электроприемники, относящиеся (по требованиям надежности электроснабжения) к I категории; только II и III категории; только III категории.
5. По каким причинам нейтрали распределительных электрических сетей выполняются: до 1 кВ — эффективно («глухо») заземленными; 6—20 кВ — заземленными через дугогасящие реакторы?
6. С учетом каких основных влияющих факторов определяются расчетные электрические нагрузки групп электроприемников (цехов, жилых и общественных зданий и т.п.) на основе известной их установленной мощности?
7. С какими техническими и экономическими целями осуществляется на промышленных предприятиях установка устройств, компенсирующих реактивные нагрузки?
8. Каковы современные тенденции конструкций трансформаторных подстанций 6—10—20/0,38 кВ, осуществляющих электроснабжение цехов промышленных предприятий, жилых районов городов, сельскохозяйственных населенных пунктов и производств?
9. Назовите области применения воздушных и кабельных линий 0,38—20 кВ.
10. Сформулируйте основные требования, которым должно отвечать проектирование современного электроснабжения производственных и гражданских объектов.

Литература для самостоятельного изучения

- 5.1. **Андреев В.А.** Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. М.: Высшая школа, 1991.
- 5.2. **Будзко И.А., Лешинская Т.Б., Сукманов В.И.** Электроснабжение сельского хозяйства. М.: Колос, 2000.
- 5.3. **ГОСТ 13109—97.** Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Изд-во стандартов, 1998.
- 5.4. **Электроснабжение** и электрооборудование цехов / В.И. Григорьев, Э.А. Киреева, В.А. Миронов и др. М.: Энергоатомиздат, 2003.
- 5.5. **Электроснабжение** и электрооборудование жилых и общественных зданий / В.И. Григорьев, Э.А. Киреева, А.П. Минтюков и др. М.: Энергоатомиздат, 2003.
- 5.6. **Дьяков А.Ф., Максимов Б.К., Борисов Р.К.** Электромагнитная совместимость в электроэнергетике и электротехнике. М.: Энергоатомиздат, 2003.

- 5.7. **Железко Ю.С.** Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии. М.: Энергоатомиздат, 1985.
- 5.8. **Загайнов НА., Финкельштейн В.С., Кривов Л.Л.** Тяговые подстанции трамвая и троллейбуса. М.: Транспорт, 1988.
- 5.9. **Управление качеством электроэнергии** / И.И. Карташев, В.Н. Тульский, Р.Г. Шамонов и др. М.: Издательский дом МЭИ, 2006.
- 5.10. **Карпов Ф.Ф., Солдаткина Л.А.** Регулирование напряжения в электросетях промышленных предприятий. М.: Энергия, 1970.
- 5.11. **Козлов В.А.** Городские распределительные электрические сети. Л.: Энергоиздат, 1982.
- 5.12. **Конюхова Е.А.** Электроснабжение объектов. М.: Мастерство, 2001.
- 5.13. **Кудрин Б.И.** Электроснабжение промышленных предприятий. М.: Энергоатомиздат, 1995.
- 5.14. **Левин М.С., Мурадян А.Е., Сырых Н.Н.** Качество электроэнергии в сетях сельских районов. М.: Энергия, 1975.
- 5.15. **Лещинская Т.Б.** Методы многокритериальной оптимизации систем электроснабжения сельских районов в условиях неопределенности исходной информации. М.: Агроконсолот, 1998.
- 5.16. **Липкин Б.Ю.** Электроснабжение промышленных предприятий и установок. М.: Высшая школа, 1990.
- 5.17. **Маркушевич Н.С., Солдаткина Л.А.** Качество напряжения в городских электрических сетях. М.: Энергия, 1975.
- 5.18. **Мукосеев Ю.Л.** Электроснабжение промышленных предприятий. М.: Энергия, 1973.
- 5.19. **Правила устройства электроустановок** / Министерство топлива и энергетики Российской Федерации. — 6-е изд., перераб. и доп. с изменениями. М.: ЗАО «Энергосервис», 2000.
- 5.20. **Слепцов М.А., Савина Т.А.** Электроснабжение электрического транспорта. М.: Издательство МЭИ, 2001.
- 5.21. **Справочник** по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2005.
- 5.22. **Тульчин И.К., Нудлер Г.И.** Электрические сети жилых и общественных зданий. М.: Энергоатомиздат, 1990.
- 5.23. **Фокин Ю.А., Туфанов В.А.** Оценка надежности систем электроснабжения. М.: Энергоиздат, 1981.
- 5.24. **Электротехнологические промышленные установки** / под ред. А.Л. Свенчанского. М.: Энергоиздат, 1982.
- 5.25. **Экономика промышленности: учебное пособие для вузов.** В трех томах. Т. 2. Экономика и управление энергообъектами. Кн. 2. РАО «ЕЭС России». Электростанции. Электрические сети / Н.Н. Кожевников, Т.Ф. Басова, Н.С. Чинокаева и др.; под ред. А.И. Барановского, Н.Н. Кожевникова, Н.В. Пирадовой. М.: Издательство МЭИ, 1998.
- 5.26. **Электротехнический справочник.** — 8-е изд., исправл. и доп. Т. 3. М.: Издательство МЭИ, 2002.
- 5.27. **Электрические системы.** Электрические сети / В.А. Веников, А.А. Глазунов, Л.А. Жуков и др.; под ред. В.А. Веникова, В.А. Строева. — 2-е изд., перераб. и доп. М.: Высшая школа, 1998.
- 5.28. **Глазунов А.А., Строев В.А., Шаров Ю.В.** Системы электроснабжения — подсистемы электроэнергетических систем // Электричество. 2007. № 9. С. 5—8.

Глава 6

КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Содержание

- 6.1. Качество электрической энергии
- 6.2. Показатели качества электроэнергии
- 6.3. Влияние качества электроэнергии на функционирование технических средств
- 6.4. Технические средства контроля качества электроэнергии
- 6.5. Обеспечение качества электроэнергии
- Контрольные вопросы
- Литература для самостоятельного изучения

6.1. Качество электрической энергии

Электроэнергия как товар обладает целым рядом специфических свойств [6.1]. Она непосредственно используется при создании других видов продукции и оказывает существенное влияние на экономические показатели производства и качество выпускаемых изделий. Понятие «качества электрической энергии» (КЭ) отличается от понятия качества других товаров. Качество электроэнергии проявляется через качество работы электроприемников (ЭП). Поэтому если ЭП работают неудовлетворительно, и в каждом конкретном случае качество электроэнергии соответствует установленным требованиям, то причину следует искать в качестве изготовления ЭП. Если параметры КЭ не соответствуют требованиям, то предъявляются претензии поставщику — электроснабжающей организации.

Качество электроэнергии на месте производства не гарантирует ее качества в точке присоединения потребителя. Характер производственного процесса существенно влияет на параметры КЭ, и в точке присоединения качество электроэнергии может быть различно до и после включения потребителя. Качество электроэнергии является составляющей электромагнитной совместимости, характеризующей электромагнитную среду. Электроприемники и аппараты, присоединенные к электрическим сетям, предназначены для работы при определенных номинальных параметрах: номинальной частоте, номинальном напряжении, номинальном токе, изменяющимся по синусоидальному закону. В системе электроснабжения всегда возможно отклонение от этих требований, определяемых показателями качества электрической энергии (ПКЭ).

Качество электрической энергии — это совокупность ее характеристик по частоте и напряжению, называемых показателями качества электроэнергии, определяющих воздействие электроэнергии на электрооборудование, электрические аппараты и приборы, подключенные к электрической сети, оцениваемое по соответствию этих ПКЭ установленным требованиям. В терминах *электромагнитной совместимости* ПКЭ — уровень *электромагнитной помехи*, создаваемой кондуктивным путем в электрической сети в едином и неразрывном процессе производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии.

Электромагнитная совместимость (ЭМС) характеризует не только взаимодействие между электрическими приборами, аппаратами, электрооборудованием и электромагнитной средой, но и взаимодействия этих технических средств между собой. Под ЭМС понимают способность электротехнических средств или их элементов нормально функционировать в данной *электромагнитной среде* (обстановке), не внося недопустимых электромагнитных помех (ЭМП) в эту среду и не испытывая таковых с ее стороны.

Если ЭМС не обеспечена, т.е. отдельные элементы электротехнических средств или прибор в целом не обладают заданной *помехоустойчивостью* к внутренним (между элементами) и внешним (по отношению к прибору) помехам, то тем самым создаются условия для следующих факторов:

функциональных нарушений с большими или меньшими последствиями, связанными с отказами, сокращением срока службы и выходом из строя оборудования, браком продукции, авариями, ложными срабатываниями защиты и автоматики и т.п.;

повреждений средств защиты и безопасности людей;

ухудшения качества электроэнергии;

ухудшения электромагнитной обстановки в окружающем пространстве;

поражения обслуживающего персонала.

Предпосылкой для этого являются неучтенные ЭМП или ЭМП, защита от которых не предусмотрена.

Электромагнитная помеха — это случайное электромагнитное воздействие, способное вызывать в электротехническом устройстве нарушение функционирования, отказ, разрушение. Помеха может проявляться как ток, напряжение, электромагнитное поле. В практике различают *кондуктивные* и *полевые ЭМП*. К кондуктивным относятся помехи, распространяющиеся по проводам, в частности по электрической сети. Полевые помехи распространяются через окружающее пространство. Помехи создаются источниками помех, которыми могут быть как электротехнические средства, так и электротехнологические процессы. Например, воздушная линия высокого напряжения (средство) создает полевые помехи при передаче электроэнергии (технологический процесс), влияющие на линии связи. Напряженность электрического и магнитного полей вокруг линии электропередачи характеризует электромагнитную обстановку.

Преобразователи тяговой подстанции электрифицированного транспорта создают кондуктивные помехи в электрической сети, от которой они питаются. Искажения синусоидальной формы напряжения под воздействием протекающих по электрической сети высших гармоник ток характеризуют электромагнитную обстановку в этой сети.

Важной характеристикой электромагнитной обстановки является *уровень ЭМС* — установленное значение ЭМП, при котором с наибольшей вероятностью гарантируется нормальное взаимодействие (функционирование) всех технических средств, являющихся как источниками помех, так и средствами, восприимчивыми к этим помехам.

Так, нормированные (допустимые) значения ПКЭ являются теми уровнями ЭМС электрической сети, при которых гарантируется нормальное функционирование любых электротехнических средств, подключенных к этой сети. С другой стороны, электротехнические средства характеризуются своими допустимыми уровнями ЭМС, определяющими их *помехоустойчивость*, при которой и гарантируется нормальное функционирование этих средств. Очевидно, уровни помехоустойчивости должны быть выше значений ПКЭ в электрической сети.

Уровень ЭМП может достичь порогового значения, превышающего уровень помехоустойчивости конкретного устройства, что вызовет нарушение его функционирования (отказ). Такое пороговое значение называется *помеховосприимчивостью*. Нарушение функционирования может быть как обратимым, так и необратимым. В первом случае, после снятия нарушающего воздействия или снижения уровня ЭМП, устройство восстановит свои функциональные возможности. Во втором случае, очевидно, под воздействием помехи произошли необратимые изменения в элементах устройства, в результате чего устройство утратило свои функциональные возможности.

Многие виды кондуктивных помех приводят к дополнительному нагреву электрооборудования или его элементов под воздействием повышенного напряжения, высших гармоник ток, токов обратной последовательности. Дополнительный нагрев приводит к нарушению изоляции, разрушению конструктивных элементов электрооборудования и, таким образом, к необратимому нарушению функционирования. Однако эффект от дополнительного нагрева проявляется не сразу, а со временем. Поэтому если воздействие рассматриваемых помех было кратковременным, то после их устранения устройство не утратит своих функциональных возможностей. Таким образом, *время воздействия ЭМП* также следует отнести, наряду с уровнями, к характеристикам ЭМС. Например, нормально допустимые уровни ЭМС в электрической сети, ее ПКЭ, могут быть превышены, но не более чем в течение 72 мин за сутки, что составляет 5 % от 24 ч.

На рис. 6.1 приведены уровни ЭМС электрической сети 1 и электроприемника, подключенного к этой сети. При этом помехоустойчивость ЭП 2 и его помеховосприимчивость 3 остаются постоянными, а уровень

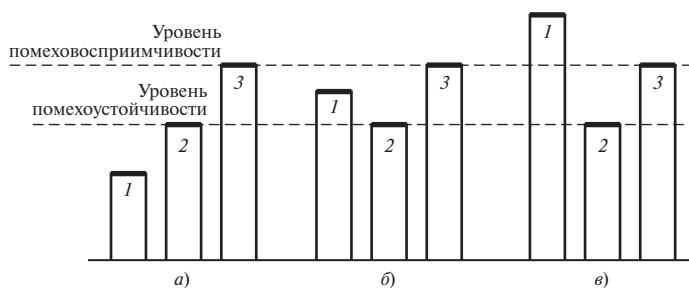


Рис. 6.1. Характеристика электромагнитной среды по уровням ЭМС

помех в сети 1 возрастает. Очевидно, что в случае, показанном на рис. 6.1, а, нормальное функционирование ЭП обеспечено. В случае, приведенном на рис. 6.1, б, нормальное функционирование ЭП может быть обеспечено, если длительность воздействия ЭМП ограничена по времени. И в случае, показанном на рис. 6.1, в, нормальное функционирование невозможно.

6.2. Показатели качества электроэнергии

Качество электроэнергии учитывает все аспекты ЭМС, но характеризует только электрическую сеть. Установленные для нее уровни ЭМС называют показателями качества электроэнергии.

Нормативные значения ПКЭ и их перечень установлены ГОСТ 13109—97 [6.2], который является ориентиром для разработчиков аппаратов и электрооборудования, подключаемых к сети, при определении требуемого уровня их помехоустойчивости, с одной стороны, и уровня вносимых ими помех, с другой. Если уровень помехоустойчивости этих технических средств выше предельно допустимых значений ПКЭ в сети, ЭМС будет обеспечена.

Фактические значения ПКЭ должны контролироваться с помощью специализированных средств измерения в условиях эксплуатации, а уровни помехоустойчивости и уровни вносимых ЭП помех — путем необходимых испытаний при их разработке и производстве.

Все 11 ПКЭ, которые установлены ГОСТ 13109—97, могут быть условно разделены на три группы. К первой группе можно отнести отклонения частоты и отклонения напряжения, которые связаны с особенностями технологического процесса производства и передачи электроэнергии. Качество регулирования отклонений частоты и напряжения определяет их уровень в электроэнергетической системе. Ко второй группе можно отнести ПКЭ, характеризующие несинусоидальность формы кривой напряжения, несимметрию и колебания напряжения. Источниками этих искажений (эмитентами) являются, главным образом, электроприемники. Для координации ЭМП, вносимых такими ЭП, необходимо применение технических мероприятий как на этапе разработки

и производства, так и в процессе их эксплуатации. К третьей группе можно отнести ПКЭ, характеризующие случайные электромагнитные явления и электротехнические процессы, несвязанные с технологическим процессом производства, передачи и потребления электроэнергии. К ним относятся провалы напряжения, перенапряжения и импульсы напряжения, которые возникают в системе электроснабжения в большинстве случаев в результате коммутаций электрооборудования или разрядов молнии на линию электропередачи.

Показатели качества электроэнергии первых двух групп нормируются ГОСТ 13109—97, и на них установлены два допустимых уровня: нормальный и предельный. Оценка соответствия фактических ПКЭ требованиям ГОСТ проводится по результатам непрерывных измерений в течение не менее, чем 24 часа. ПКЭ третьей группы не нормируются, однако статистическая информация о них имеет большое значение для нормальной эксплуатации электроэнергетической системы (ЭЭС).

Отклонение частоты. Частота f является общесистемным параметром режима ЭЭС и определяется *балансом активной мощности*. При возникновении дефицита генерируемой мощности в системе происходит снижение частоты до такого значения, при котором устанавливается новый баланс генерируемой и потребляемой мощности. При избытке генерируемой мощности, наоборот, частота повышается.

Частота переменного тока в электроэнергетической системе определяется частотой вращения генераторов электростанций. Номинальное значение частоты составляет 50 Гц (в некоторых странах 60 Гц). В каждый момент времени в ЭЭС должно быть обеспечено равенство, баланс, между мощностью генераторов электростанций и мощностью, потребляемой нагрузкой, с учетом мощности потерь элементов электроэнергетической системы. Регулирование частоты в ЭЭС возможно только при наличии резерва активной мощности на электростанциях. Ввод резервной активной мощности возможен в ЭЭС за счет дополнительного расхода энергоносителя первичного двигателя (турбины) генератора.

Качество электроэнергии по частоте характеризуется отклонением частоты Δf :

$$\Delta f = f_y - f_{\text{ном}},$$

где $f_{\text{ном}}$ — номинальное значение частоты, Гц; f_y — фактическое установившееся (измеренное) значение частоты, Гц.

ГОСТ 13109—97 устанавливает следующие нормы по отклонению частоты: $\Delta f_{\text{ном}} = \pm 0,2$ Гц и $\Delta f_{\text{пред}} = \pm 0,4$ Гц соответственно для нормально и предельно допустимых значений.

Отклонение напряжения. Напряжение в узлах электроэнергетической системы может быть различным и определяется *балансом реактивной мощности* в этих узлах. Отличие фактического установившегося напряжения U_y в заданной точке сети от его номинального значения $U_{\text{ном}}$ характе-

ризуется отклонением напряжения δU_y . Отклонения напряжения, определяемые в процентах от номинального значения, устанавливаются в том или ином узле ЭЭС в зависимости от параметров сети и нагрузки узла:

$$\delta U_y = \frac{U_y - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} 100.$$

Изменение уровня напряжения в узле сети при передаче электроэнергии по ее участку можно проиллюстрировать на примере, когда по линии передаются активная P и реактивная Q мощности. Схема замещения линии представлена на рис. 6.2.

Пусть при указанной мощности ток в линии, равен I . При этом мощность $\underline{S} = P + jQ$, ток $\underline{I} = I_a - jI_p$ и сопротивление линии $\underline{Z} = R + jX$ — комплексные величины. Тогда напряжения $\underline{U}_1$ и $\underline{U}_2$ в концах линии будут разными за счет падения напряжения в этой линии. Если мощность передается в направлении, показанном на рис. 6.2, то напряжение в конце линии будет ниже, чем в начале. Разность этих напряжений (как если бы она была измерена вольтметром) называется *потерей напряжения*. Можно сказать, что потеря напряжения — это разность модулей напряжений в концах линии или $\Delta U = |\underline{U}_1| - |\underline{U}_2|$, так как $\underline{U}_1$ и $\underline{U}_2$ — комплексные величины. В отличие от ΔU разность этих комплексных величин $\underline{U}_1 - \underline{U}_2$ называется *падением напряжения*, которое равно

$$\underline{U}_1 - \underline{U}_2 = \underline{I}(R + jX).$$

Из-за того что падение напряжения — это комплексная величина, различают его продольную и поперечную составляющие. Они могут быть рассчитаны по выражениям, В:

для продольной составляющей

$$\Delta U' = \frac{PR + QX}{U_1}$$

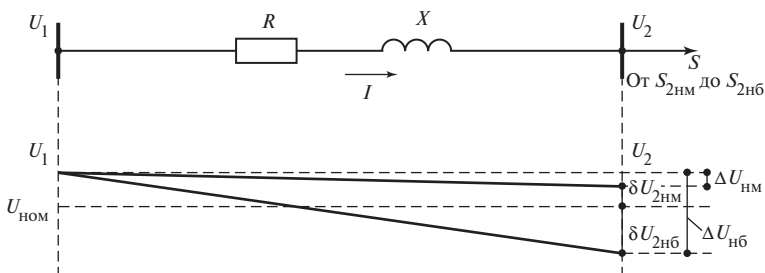


Рис. 6.2. Изменение отклонений напряжения при отсутствии регулирования

и для поперечной составляющей

$$\Delta U'' = \frac{PX - QR}{U_1}.$$

Эти выражения справедливы для любого элемента передающей или распределительной сети.

Продольная составляющая приблизительно равна потере напряжения

$$\Delta U \approx \Delta U'$$

и характеризует разность действующих напряжений в концах элемента сети (линия, трансформатор).

Поперечная составляющая характеризует фазовый сдвиг (угол) между векторами этих же напряжений.

Тогда действующее значение междуфазного напряжения в конце линии можно определить по формуле

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U')^2 + (\Delta U'')^2}.$$

При расчете параметров сетей на номинальное напряжение 110 кВ и ниже поперечную составляющую можно не учитывать. Для таких сетей характерно либо примерное равенство R и X , либо превышение R над X .

При оценке отклонений напряжения δU_y на приемном конце рассматриваемой линии измеряется именно напряжение U_2 , тогда, %:

$$\delta U_y = \frac{U_{2y} - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} 100.$$

Обеспечение требований по допустимым отклонениям напряжения в каждой точке сети без специальных регулирующих устройств возможно только тогда, когда суммарные потери напряжения относительно невелики. Такие условия могут быть в сетях относительно небольшой протяженности с малым числом промежуточных трансформаций и небольшой нагрузкой.

Современные ЭЭС характеризуются большой протяженностью линий различных номинальных напряжений и многоступенчатой трансформацией. Поэтому передача электроэнергии от ее источников до приемников, когда суммарные потери напряжения велики, невозможна без специальных средств регулирования напряжения.

В распределительных электрических сетях отклонения напряжения обычно определяются в характерных точках. Это — точки, удаленные от центров питания (ЦП), оборудованных трансформаторами с регулируемым под нагрузкой коэффициентом трансформации (РПН).

Суточный диапазон изменения нагрузки потребителя достаточно велик, что приводит к изменению потерь напряжения в сети, а следовательно, и к изменению отклонений напряжения в узлах. Такой пример приведен на рис. 6.2, когда напряжение в начале линии U_1 поддержи-

вается на уровне выше номинального, а мощность нагрузки изменяется в диапазоне от наименьшей ($S_{2\text{нм}}$) до наибольшей ($S_{2\text{нб}}$). В этом примере напряжение U_2 на приемном конце ниже тогда, когда нагрузка больше.

При этом отклонения напряжения от номинального значения в режиме наибольшей ($\delta U_{2\text{нб}}$) и наименьшей ($\delta U_{2\text{нм}}$) нагрузки могут отличаться от допустимых значений. В Правилах устройства электроустановок рекомендуется поддерживать напряжение в ЦП на уровне не ниже 105 % номинального в режиме наибольшей нагрузки и не выше 100 % — в режиме наименьшей нагрузки. Это требование отвечает принципу встречного регулирования напряжения. Для его реализации используются средства регулирования напряжения. На рис. 6.3 в качестве этого средства используется трансформатор с РПН. Регулятор РПН в зависимости от тока I нагрузки трансформатора изменяет его коэффициент трансформации K_T , вводя ту или иную добавку напряжения E_T так, что с увеличением тока K_T снижается и напряжение на стороне отходящей линии повышается. И наоборот, при снижении тока нагрузки K_T увеличивается и напряжение снижается. Теперь (рис. 6.3) напряжение в режиме наибольшей нагрузки выше $U_{\text{ном}}$ ($\delta U_{2\text{нб}}$ — положительно), а в режиме наименьшей — ниже ($\delta U_{2\text{нм}}$ — отрицательно).

ГОСТ 13109—97 устанавливает нормы по отклонениям напряжения на выводах электроприемников как: $\delta U_{\text{норм}} = \pm 5\%$ и $\delta U_{\text{пред}} = \pm 10\%$ соответственно для нормальных и предельно допустимых значений.

В других точках распределительных сетей допустимые отклонения напряжения рассчитываются для режима наибольшей и наименьшей суточной нагрузки с учетом потерь напряжения от выводов электроприемников до заданной точки и добавки напряжения за счет РПН трансформатора. Например, в режиме наибольшей нагрузки в точке 1 отклонения напряжения составят $\delta U_1 = \delta U_{2\text{нб}} + \Delta U_{\text{л. нб}} - E_{\text{т. нб}} + \Delta U_{\text{т. нб}}$.

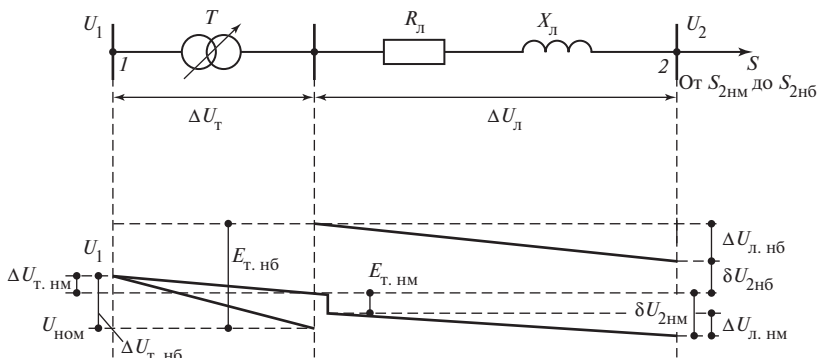


Рис. 6.3. Регулирование напряжения с помощью РПН

Коэффициент трансформации изменяется так, что при промежуточных нагрузках $\delta U_{2\text{ нм}} < \delta U_{\text{пр}} < \delta U_{2\text{ нб}}$. Энергоснабжающая организация может задавать часы наибольшей и наименьшей нагрузки определенными интервалами времени в течение суток. На этих интервалах нагрузка потребителя может изменяться, оставаясь соответственно в диапазонах наибольших или наименьших значений. Поэтому и допустимые отклонения напряжения должны задаваться диапазонами отдельно для режимов наибольшей и наименьшей нагрузки и поддерживаться в заданных диапазонах средствами регулирования напряжения.

Колебания напряжения. Если отклонения напряжения создаются под воздействием относительно медленных изменений нагрузки, определяемых ее графиком, то быстрые изменения нагрузки создают колебания напряжения. Колебания напряжения определяются по огибающей действующих или амплитудных значений напряжения и характеризуются *размахами* δU_t и *частотой повторения изменений напряжения* $F_{\delta U_t}$ или *интервалами между изменениями напряжения*. Пример огибающей амплитудных значений напряжения, измеренных дискретно на каждом полупериоде, приведен на рис. 6.4. Размах изменения напряжения оценивается в процентах на каждом полупериоде основной частоты по формуле

$$\delta U_t = \frac{U_{i2} - U_{i1}}{U_{\text{ном}}} 100 ,$$

где U_{i2} и U_{i1} — значения следующих один за другим экстремумов или экстремума и горизонтального участка.

Еще одной характеристикой колебаний напряжения является *доза фликера*. Необходимость введения ПКЭ, характеризующего колебания напряжения, возникла в результате обнаружения воздействия этого явления на

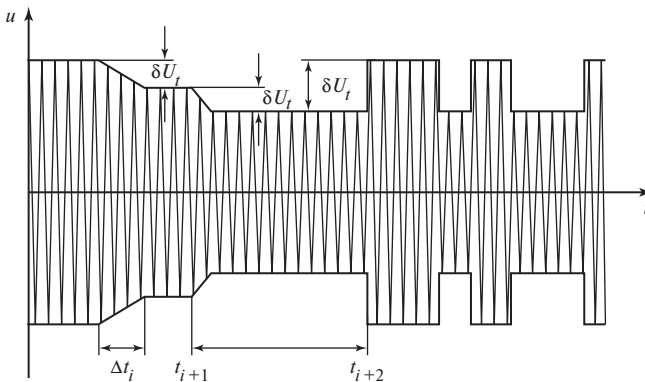


Рис. 6.4. Колебания напряжения размахом δU_t , длительностью Δt_i и интервалом между изменениями $t_{i+2} - t_{i+1}$

зрение человека, вызывающего физиологическую усталость от мерцания светового потока, создаваемого источниками света. Фликер обладает кумулятивным (накапливающимся) воздействием, эффект от которого тем больше, чем больше размах колебаний и частота их повторения.

Процесс зрительного восприятия фликера, создаваемого колебаниями прямоугольной формы, находится в диапазоне частот $0 < f < 35$ Гц и размахов $0 < \delta U_t < 10$ % номинального напряжения. Экспериментально доказано, что наиболее раздражающее действие фликера наступает при $f = 8,8$ Гц, когда $\delta U_t = 0,29$ %.

ГОСТ 13109—97 устанавливает нормы по колебаниям напряжения в зависимости от их размахов и частоты повторения по кривой предельно допускаемых размахов, измеренных на 10-минутных интервалах за 24 ч непрерывных наблюдений. Значения кратковременной дозы фликера, соответствующие этой кривой, составляют $P_{St} = 1$.

Источниками колебания напряжения в электроэнергетических системах являются мощные ЭП, характеризующиеся резкопеременным характером потребления активной и реактивной мощности. Для таких ЭП характерны следующие условия электропотребления: их питание осуществляется от шин напряжением 35—220 кВ, а колебания потребляемой активной и реактивной мощности в диапазоне 10—130 % происходят со скоростью нарастания до 200 МВ·А/с. Как правило, такие ЭП имеют нелинейную вольт-амперную характеристику.

К ним относятся в приоритетном порядке по степени воздействия на ухудшение КЭ: дуговые сталеплавильные печи, рудно-термические печи, электродвигатели большой мощности (в частности, прокатных станов), индукционные печи, машины контактной сварки, преобразователи электролизных установок. Так, при работе дуговой печи ДСП-100 на напряжении 35 кВ в период расплава размахи δU_t в сети достигают 4,3—8,2 % при $\cos \varphi = 0,1—0,3$. При этом частота колебаний напряжения составляет 8,3 Гц.

Несинусоидальность напряжения. Значительную долю нагрузки в электрической сети представляют ЭП с нелинейной вольт-амперной характеристикой. Такие ЭП потребляют ток, форма которого существенно отличается от синусоидальной. Пример искажения синусоидальной формы кривой и ее гармонических составляющих приведен на рис. 6.5.

Наиболее распространенными источниками нелинейных искажений являются преобразователи (рис. 6.6). Ток, потребляемый преобразователем, в первом приближении имеет не синусоидальную, а трапецеидальную форму.

Этот несинусоидальный ток $i(\omega t)$ как функция времени t изменяется периодически с частотой сети $f = 50$ Гц, что соответствует его угловой частоте $\omega = 2\pi f = 314$ рад/с. В соответствии с известными в математике методами (разложение Фурье) несинусоидальный ток может быть пред-

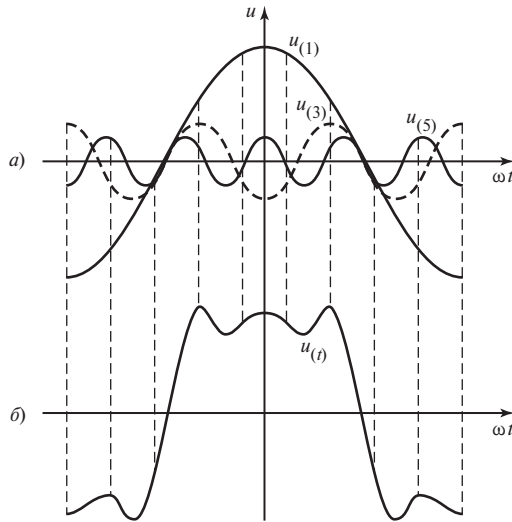


Рис. 6.5. Искажение синусоидальной формы кривой напряжения $u_{(1)}$ гармониками:

a — гармонический состав напряжения (1, 3, 5-я гармоники); *б* — результирующая (искаженная) форма кривой $u(t) = u_{(1)}(t) + u_{(3)}(t) + u_{(5)}(t)$

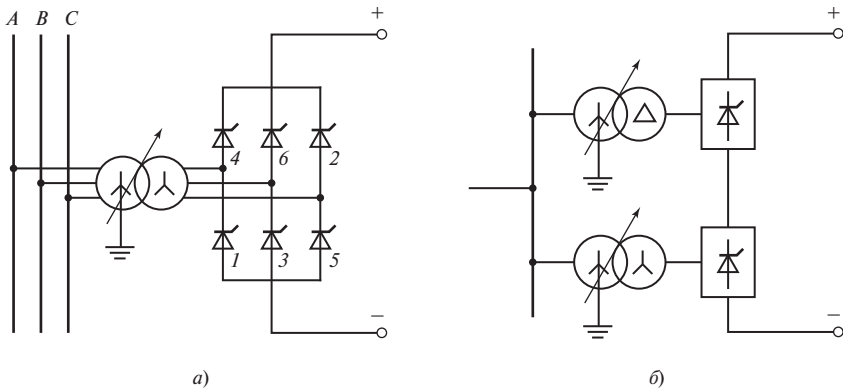


Рис. 6.6. Схемы преобразователей:

a — 6-пульсная; *б* — 12-пульсная

ставлен как сумма синусоидальных токов, каждый из которых имеет свою частоту, кратную основной. Эти составляющие называются гармониками. Тогда ток определяется выражением:

$$i(\omega t) = I_1 \sin \omega t + I_2 \sin 2\omega t + I_3 \sin 3\omega t + \dots + I_n \sin n\omega t,$$

где I_n — амплитуда гармоники; n — кратность гармоники по отношению к основной частоте или порядок гармоники.

Эти токи, в элементах сети (линии, трансформаторы) создают на них падение напряжения. В результате напряжение в точке присоединения преобразователя (см. рис. 6.6) отличается от напряжения источника питания. Причем эти падения напряжения устанавливаются для каждой гармоники в отдельности так, что, суммируясь, они обуславливают несинусоидальные напряжения в указанной точке, где

$$u(t) = U_{\text{ист}} \sin \omega t + \Delta U_{(1)} \sin \omega t + \Delta U_{(2)} \sin 2\omega t + \dots + \Delta U_{(n)} \sin n\omega t.$$

Такое искажение синусоидальной формы кривой показано на рис. 6.5. Результирующая кривая напряжения $u(t)$ обусловлена наличием в ней составляющих (гармоник) 1-го порядка $u_{(1)}$ (основная гармоника частотой 50 Гц) и высших порядков: 3-го — $u_{(3)}$ и 5-го — $u_{(5)}$, частота которых в 3 и 5 раз больше основной.

Так как основная частота ($f = 50$ Гц) может изменяться в определенных пределах, то и частота n -й гармоники изменяется. Поэтому гармоники характеризуют не частотой, а порядком, указывающим их кратность по отношению к основной частоте. Для оценки КЭ по несинусоидальности учитывают весь ряд гармоник от 2-й до 40-й. Из-за различных свойств элементов сети по отношению к гармоникам и причин, обуславливающих их генерацию, различают нечетные (5, 7, 11, ...), четные (2, 4, 8, 10, ...) и кратные трем (3, 6, 9, ...) гармоники. Гармонический состав кривой напряжения характеризуют коэффициентом n -й гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$, %:

$$K_{U(n)} = \frac{U_{(n)}}{U_{(1)}} 100,$$

где $U_{(n)}$ — амплитуда n -й гармоники, В; $U_{(1)}$ — амплитуда 1-й гармоники, В.

В целом несинусоидальность напряжения характеризуется коэффициентом искажения синусоидальной формы кривой напряжения K_U :

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_{(n)}^2}}{U_{(1)}} 100.$$

Источниками гармонических искажений в ЭЭС являются не только преобразователи, но и другие ЭП, обладающие нелинейными характеристиками: дуговые сталеплавильные печи, статические тиристорные компенсаторы, трансформаторы с нелинейными вольт-амперными характеристиками, преобразователи частоты, индукционные печи, вращающиеся электрические машины, питаемые через вентильные преобразователи, телевизионные приемники, люминесцентные лампы, ртутные лампы.

Порядок высших гармоник тока, генерируемых преобразователями, определяется из выражения $n = kp \pm 1$, где p — пульсность преобразователя, $k = 1, 2, \dots$.

Так, для 6-пульсного преобразователя (см. рис. 6.6) характерны 5, 7, 11, 13-я гармоники, а для 12-пульсного — 11, 13, 23, 25-я гармоники.

Такие преобразователи применяют на тяговых подстанциях электрифицированного транспорта, в приводах прокатных станков, для электролизных ванн. Уровень гармоник тока $I_{(n)}$, генерируемых такими преобразователями, может быть принят равным $I_{(n)} = I_{(1)}/n$, где $I_{(1)}$ — 1-я гармоника тока основной частоты.

Бытовая аппаратура также является источником высших гармоник, так как во многом для автоматизации управления оснащена устройствами с нелинейными характеристиками. Так, в цветных телевизорах используются транзисторные регуляторы или инверторы с устройствами защиты от перенапряжений и сверхтоков и малым потреблением мощности от электрической сети. Однако растущее число телевизоров, подключенных к сети, снижает эффект от уменьшения амплитуды тока в каждом из них. Наибольшее значение в токе, потребляемом телевизором, составляет 3-я гармоника. По данным СИГРЭ, коэффициент искажения синусоидальности напряжения, обусловленный работой телевизоров, может достигать 1 % даже в сетях 220 кВ.

Другие бытовые приборы, радиоприемники, стереосистемы, зарядные устройства также генерируют токи, создающие гармоники кратные трем. Существенным источником таких гармоник являются люминесцентные лампы. При этом гармоники кратные трем от разных источников практически совпадают по фазе и, следовательно, суммируются алгебраически, т.е. их взаимной компенсации естественным путем не происходит.

Распространение гармоник тока по сети зависит от параметров и конфигурации сети. При распространении гармоник тока от их источника в направлении сети более высокого напряжения гармонические искажения напряжения обычно снижаются, т.е. K_U и $K_{U(n)}$ уменьшаются. Уровень этих ПКЭ в сетях низкого напряжения, наоборот, выше.

ГОСТ 13109—97 устанавливает нормы как по K_U , так и по $K_{U(n)}$ в зависимости от номинального напряжения сети и порядка гармоник. Так по K_U установлены следующие нормы в процентах от основной гармоники напряжения:

Нормально допустимое значение при $U_{\text{ном}}, \text{кВ}$				Предельно допустимое значение при $U_{\text{ном}}, \text{кВ}$			
0,38	6—20	35	110—330	0,38	6—20	35	110—330
8,0	5,0	4,0	2,0	12,0	8,0	6,0	3,0

Несимметрия напряжения. Электроприемники, которые получают питание только от одной или двух фаз трехфазной сети, образуют несимметричную нагрузку. Типичным видом таких ЭП является бытовая аппаратура, освещение. В промышленности — это сварочное оборудование, индукционные печи, тяговые подстанции железнодорожного транспорта, электрифицированного на переменном токе. Суммарная нагрузка отдель-

ных предприятий, а также коммунально-бытовая нагрузка содержат 85—90 % электроприемников, которые становятся причиной несимметрии.

В электрических сетях — это линии электропередачи, фазные провода которых в силу своего расположения обуславливают несимметричные сопротивления фаз линии. Транспозиция проводов — одна из мер, направленная на симметрирование сопротивлений фаз линии электропередачи.

Несимметричная нагрузка трехфазной системы электроснабжения приводит к тому, что токи в ее элементах и, следовательно, напряжения на них также несимметричны. Системы напряжений, приведенные на рис. 6.7, а, б, симметричны. Система напряжений, показанная на рис. 6.7, в, несимметрична, так как ее фазные напряжения $\underline{U}_A$, $\underline{U}_B$, $\underline{U}_C$ и междуфазные напряжения $\underline{U}_{AB}$, $\underline{U}_{BC}$, $\underline{U}_{CA}$ не равны между собой и сдвинуты относительно друг друга на угол, отличный от 120° .

Для характеристики несимметрии напряжений (токов) используют метод симметричных составляющих. Согласно этому методу несимметричная трехфазная система может быть представлена в виде трех симметричных, образующих прямую $\underline{U}_{A1}$, $\underline{U}_{B1}$, $\underline{U}_{C1}$, обратную $\underline{U}_{A2}$, $\underline{U}_{B2}$, $\underline{U}_{C2}$ и нулевую $\underline{U}_{A0}$, $\underline{U}_{B0}$, $\underline{U}_{C0}$ последовательности. Например, для фазы А каждая из указанных последовательностей определяется из выражений:

$$\underline{U}_{A1} = \frac{1}{3} (\underline{U}_A + a\underline{U}_B + a^2\underline{U}_C);$$

$$\underline{U}_{A2} = \frac{1}{3} (\underline{U}_A + a^2\underline{U}_B + a\underline{U}_C);$$

$$\underline{U}_{A0} = \frac{1}{3} (\underline{U}_A + \underline{U}_B + \underline{U}_C),$$

где $\underline{U}_A$, $\underline{U}_B$, $\underline{U}_C$ — несимметричные фазные напряжения.

На рис. 6.7 приведена векторная диаграмма несимметричной системы и ее симметричные составляющие прямой и обратной последовательности

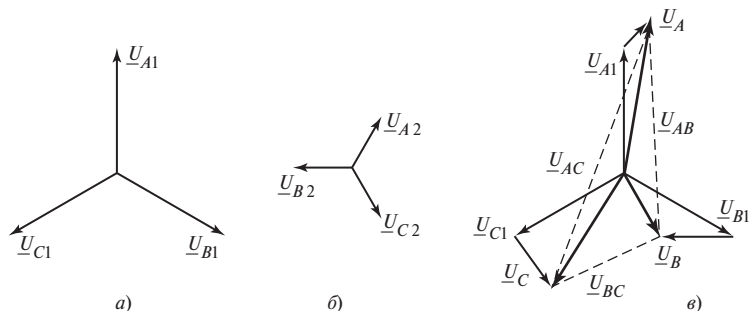


Рис. 6.7. Составляющие прямой $\underline{U}_{A1}$, $\underline{U}_{B1}$, $\underline{U}_{C1}$ (а) и обратной $\underline{U}_{A2}$, $\underline{U}_{B2}$, $\underline{U}_{C2}$ (б) последовательностей несимметричной системы напряжений $\underline{U}_A$, $\underline{U}_B$, $\underline{U}_C$ (в)

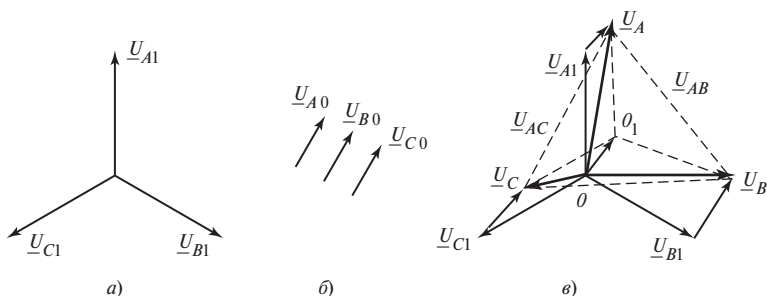


Рис. 6.8. Составляющие прямой $\underline{U}_{A1}$, $\underline{U}_{B1}$, $\underline{U}_{C1}$ (а) и нулевой $\underline{U}_{A0}$, $\underline{U}_{B0}$, $\underline{U}_{C0}$ (б) последовательностей несимметричной системы напряжений $\underline{U}_A$, $\underline{U}_B$, $\underline{U}_C$ (в)

стей. Заметим, что напряжение нулевой последовательности $\underline{U}_0$ (рис. 6.8) представляет собой напряжение смещения нейтрали. Его можно наблюдать в четырехпроводных системах электроснабжения, для которых обмотки питающих трансформаторов и фазы нагрузки соединены в «звезду». Образовавшиеся таким образом нейтрали объединены нулевым проводом. При этом междуфазные напряжения могут оставаться симметричными. Обрыв нулевого провода в такой сети приводит к перенапряжениям на зажимах однофазных электроприемников.

Несимметрия напряжений характеризуется коэффициентом несимметрии напряжения основной частоты по обратной последовательности K_{2U} и по нулевой последовательности K_{0U} . Эти коэффициенты рассчитываются только для трехфазных систем по формулам, %:

$$K_{2U} = \frac{U_{2(1)}}{U_{1(1)}} 100; \quad K_{0U} = \frac{U_{0(1)}}{U_{1(1)}} 100,$$

где $U_{1(1)}$, $U_{2(1)}$, $U_{0(1)}$ — действующие значения напряжения основной частоты прямой, обратной и нулевой последовательностей, В.

ГОСТ 13109—97 устанавливает одинаковые нормы по коэффициентам несимметрии напряжения для сетей любых номинальных напряжений. Нормально допустимые значения составляют для $K_{2U} = 2\%$ и $K_{0U} = 2\%$ напряжения основной частоты прямой последовательности, а предельно допустимые значения для соответствующих коэффициентов — 4 %.

Провалы напряжения. К провалам напряжения относится внезапное значительное снижение напряжения (более чем на 10 % $U_{ном}$) в точке электрической сети, за которым следует восстановление напряжения до первоначального или близкого к нему уровня через промежуток времени от нескольких периодов до нескольких десятков секунд (рис. 6.9).

В отличие от ранее рассмотренных ПКЭ провалы напряжения являются совершенно случайными, но весьма вероятными событиями и характеризуют аномальные режимы работы системы электроснабжения.

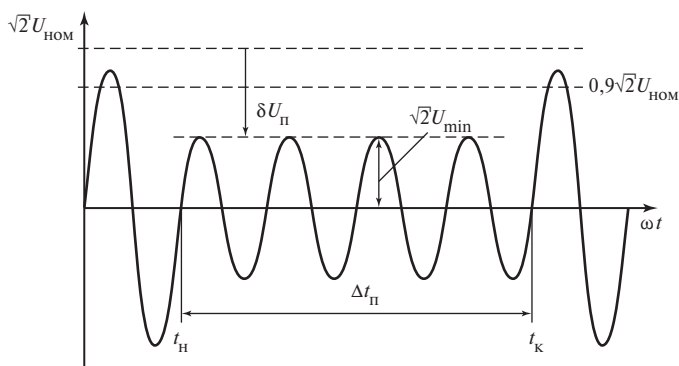


Рис. 6.9. Провал напряжения глубиной $\delta U_{\text{п}}$ и длительностью $\Delta t_{\text{п}}$

Можно сказать, что провалы напряжения, которые возможны в любой сети, характеризуют надежность электроснабжения, оценивая его бесперебойность. Первоначальной причиной провалов является грозовая деятельность, когда в результате попадания молнии в линию или на шины открытого распределительного устройства срабатывают средства защиты и автоматики (АПВ, АВР) системы электроснабжения. Провалы напряжения могут быть обусловлены и ошибками оперативного персонала, и ложными срабатываниями средств защиты и автоматики. Глубина провала в той или иной точке сети тем больше, чем ближе к ней место повреждения. Длительность восстанавливаемого провала определяется совокупностью времени срабатывания средств защиты и автоматики, благодаря действию которых напряжение и может быть восстановлено.

Глубина провала напряжения рассчитывается по формуле, %:

$$\delta U_{\text{п}} = \frac{U_{\text{ном}} - U_{\text{мин}}}{U_{\text{ном}}} 100 ,$$

где $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение, В.

Форма провала напряжения может быть многоступенчатой, что вызвано действием нескольких средств защиты и автоматики.

Длительность провала напряжения рассчитывается как разница между временем восстановления напряжения $t_{\text{к}}$ и временем начала провала $t_{\text{н}}$ так, что $\Delta t_{\text{п}} = t_{\text{к}} - t_{\text{н}}$. Установлено, что длительность восстанавливаемого провала напряжения не превышает 30 с.

Характеристики провала различны для разных точек сети и зависят от схемы, типа и состояния ее оборудования, степени автоматизации и защиты.

Таблица 6.1

Характеристики провалов напряжения для кабельных линий

Глубина провала, %	Частость провалов, %, при длительности провала, с						Всего, %
	0,01—0,1	0,1—0,5	0,5—1,0	1,0—3,0	3—20	20—60	
10—30	33,0	20,0	4,0	0,5	0,5	—	58,0
30—60	4,0	15,0	2,0	—	—	—	21,0
60—95	3,0	9,0	0,5	1,5	—	—	14,0
100	0,5	0,5	1,0	—	—	5,0	7,0
Итого	40,5	44,5	7,5	2,0	0,5	5,0	100

Частость появления провалов напряжения $F_{\text{п}}$ вычисляется по формуле, %:

$$F_{\text{п}} = \frac{m(\delta U_{\text{п}}, \Delta t_{\text{п}})}{M} 100,$$

где $m(\delta U_{\text{п}}, \Delta t_{\text{п}})$ — число провалов определенной глубины $\delta U_{\text{п}}$ и длительности $\Delta t_{\text{п}}$ за рассматриваемый интервал наблюдения; M — суммарное число провалов напряжения за тот же интервал времени.

В табл. 6.1 приведены характеристики провалов напряжения для кабельных сетей, оборудованных АВР, полученные по результатам длительных, в течение нескольких месяцев, измерений. Частость появления провалов напряжения указана по отношению к 100 событиям, повлекшим за собой провалы напряжения различной глубины и длительности.

Сведения, представленные в виде таких таблиц, являются результатом длительных измерений, которые необходимо проводить любой электропитающей организацией в характерных точках сети, например в точках общего присоединения потребителей. Потребитель, в свою очередь, располагая этими сведениями, так или иначе решает вопрос об обеспечении бесперебойности электроснабжения установленных в его системе электроприемников: путем резервирования питания, повышения быстродействия средств автоматики, применения автономных источников питания и систем бесперебойного питания. Напомним, что характеристики провалов напряжения не нормируются.

Временное перенапряжение. По определению, временное перенапряжение — это повышение напряжения в точке электрической сети выше $1,1U_{\text{ном}}$ продолжительностью более 10 мс, возникающее в системах электроснабжения при коммутациях или КЗ. Причинами появления кратковременных перенапряжений являются коммутации ненагруженных линий электропередачи, конденсаторных батарей или малонагруженных трансформаторов, подключение или отключение большой нагрузки.

Перенапряжения могут иметь периодический или аperiodический характер. Их можно разделить на кратковременные, длительные (периодические) и импульсные (аperiodические).

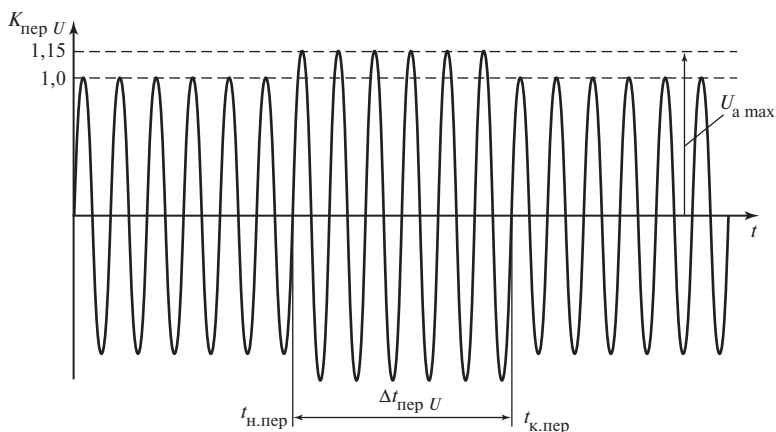


Рис. 6.10. Временное перенапряжение $K_{\text{пер}U} = 1,15$ длительностью $\Delta t_{\text{пер}U}$

На рис. 6.10 приведена форма периодического перенапряжения в общем случае. Перенапряжения представляют опасность для людей и электрооборудования, особенно если это явление длительно. Длительные перенапряжения возникают в электрических сетях с компенсированной для ограничения токов КЗ на землю нейтралью, в сетях с высокой емкостной проводимостью, четырехпроводных сетях при обрывах нейтрального провода. В сетях с изолированной нейтралью (10 и 35 кВ) допускается длительная работа при однофазном КЗ на землю. Однако при этом напряжение неповрежденных фаз по отношению к земле может возрасти до междуфазного значения. Аналогичные условия возникают в четырехпроводных сетях 380 В при обрыве нейтрали. В протяженных линиях электропередачи 500, 750 кВ перенапряжения возникают в результате их разгрузки по передаваемой мощности за счет избыточной реактивной мощности, генерируемой такими линиями. Для характеристик КЭ по временным перенапряжениям применяют два параметра.

Коэффициент временного перенапряжения не нормируется и рассчитывается по формуле, отн. ед.:

$$K_{\text{пер}U} = \frac{U_{a \max}}{\sqrt{2} U_{\text{ном}}},$$

а длительность временного перенапряжения по формуле, с:

$$\Delta t_{\text{пер}U} = t_{\text{к.пер}} - t_{\text{н.пер}},$$

где $U_{a \max}$ — амплитудное значение напряжения основной частоты, В; $t_{\text{к.пер}}$ и $t_{\text{н.пер}}$ — момент (конечный и начальный) превышения уровня действующих значений напряжения, равного $1,1 U_{\text{ном}}$.

Вероятные значения этих характеристик при кратковременных перенапряжениях по ГОСТ 13109—97 приведены ниже:

$\Delta t_{\text{пер}U}$, с	До 1	До 20	До 60
$K_{\text{пер}U}$	1,47	1,31	1,15

В среднем за год в одной точке присоединения возможны около 30 случаев перенапряжений.

Импульсные напряжения вызываются грозовыми явлениями, а также переходными процессами при коммутациях в системе электроснабжения. В этой связи различают грозовые и коммутационные импульсы напряжения, которые существенно различаются по своим характеристикам и форме.

Импульсное напряжение — это резкое изменение напряжения в точке электрической сети, за которым следует восстановление напряжения до первоначального или близкого к нему уровня за промежуток времени до нескольких миллисекунд.

На рис. 6.11 приведена осциллограмма импульса напряжения, а на рис. 6.12 — его общий вид и характеристики.

Грозовые импульсы — весьма распространенное явление. На Земле одновременно происходят около 2000 гроз, вызывая 100 разрядов молний каждую секунду [6.1]. В среднем в Европе число грозовых дней в год составляет от 15 до 35, а число ударов молний, приходящихся на 1 км², за год — от 1 до 5. При ударах молния попадает в грозозащитное устройство зданий и подстанций, соединенных кабелями высокого и низкого напряжения, линиями связи и управления. При одной молнии могут наблюдаться до 10 импульсов, следующих друг за другом с интервалом от 10 до 100 мс.

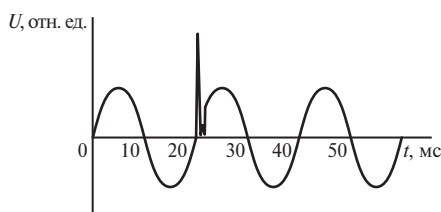


Рис. 6.11. Осциллограмма импульсного напряжения

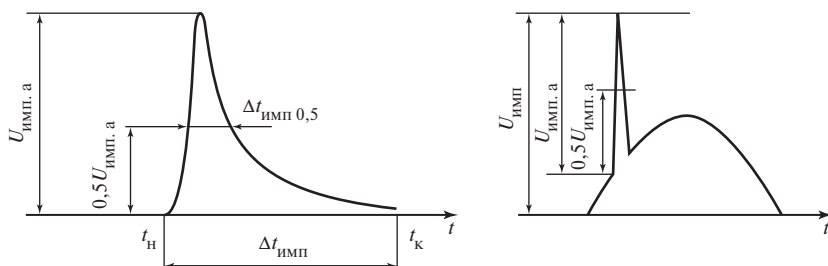


Рис. 6.12. Характеристики импульса напряжения

При ударе молнии в заземляющее устройство его потенциал относительно удаленных точек повышается и достигает миллиона вольт. Это способствует тому, что в «петлях», образованных кабельными и воздушными связями, индуцируется напряжение от нескольких десятков вольт до многих сотен киловольт. При попадании молнии в воздушные линии вдоль них распространяется волна перенапряжения, которая достигает сборных шин подстанции. Волна перенапряжения ограничивается либо прочностью изоляции при ее пробое, либо остаточным напряжением защитных разрядников, сохраняя при этом остаточное значение, достигающее десятков киловольт. Максимальное измеренное значение тока разряда молнии составляет в зависимости от его полярности от -200 до 300 кА, однако это — редкое явление. Обычно этот ток достигает $30—35$ кА.

Коммутационные импульсы напряжения возникают при коммутациях индуктивных (трансформаторы, электродвигатели) и емкостных (конденсаторные батареи, кабели) нагрузках. Возникают они и при отключении КЗ. Значения коммутационных импульсов напряжения зависят от типа сети (воздушная или кабельная), вида коммутации (включение или отключение), характера нагрузки и типа коммутационного устройства (предохранитель, разъединитель, выключатель).

Значения коммутационных импульсов напряжений при их длительности на уровне $0,5$ амплитуды импульса (рис. 6.12), равной $1—5$ мс, приведены ниже [6.2]:

Номинальное напряжение сети, кВ	0,38	3	6	10	20	35	110	220
Импульсное напряжение, кВ	4,5	15,5	27	43	85,5	148	363	705

6.3. Влияние качества электроэнергии на функционирование технических средств

Электроэнергия — особый продукт производства. Особенность ее состоит в том, что в любой момент времени «объем» производства электроэнергии равен «объему» потребления, включая потери. Этот процесс характеризуется балансом мощности, который должен обеспечить заданный режим системы электроснабжения по частоте и напряжению.

Отклонение частоты влияет на работу прежде всего вращающихся машин, доля которых в нагрузке системы составляет $50—60$ %. Снижение частоты приводит к снижению частоты вращения электродвигателей и производительности вращаемых ими механизмов. Одновременно со снижением потребляемой активной мощности происходит рост потребляемой реактивной мощности, что способствует уменьшению напряжения в узлах системы электроснабжения. В статических аппаратах, например в трансформаторах, при снижении частоты возрастает ток намагничивания и, следовательно, увеличиваются потери в стали. Если пониженная частота поддерживается в результате ограниченного резерва активной

мощности, то при резком и значительном увеличении нагрузки может возникнуть аварийная ситуация, требующая экстренной разгрузки системы в целях восстановления частоты в допустимых для нормальной работы пределах. Эта операция осуществляется средствами автоматической частотной разгрузки (АЧР). Предельным случаем нарушения баланса активной мощности является потеря синхронизма включенных в электроэнергетической системе электростанций или нарушение устойчивой работы системы в целом.

Что же касается отклонений напряжения, то они влияют прежде всего на потери электроэнергии и мощности. Эти потери пропорциональны квадрату приложенного напряжения. Таким образом, превышение допустимых отклонений напряжения в сторону их увеличения приводит к дополнительному нагреву электроприемника и, следовательно, сокращению срока его службы. Снижение напряжения может привести к нарушению функционирования ЭП. Чувствительны к снижению напряжения все ЭП. Так, для асинхронных двигателей (АД) цепочка последствий начинается со снижения электромагнитного момента, что приводит к росту скольжения (снижению числа оборотов) и снижению производительности, сопровождаемому дополнительным нагревом АД. При значительном снижении напряжения затрудняются условия пуска АД, возрастает пусковой ток, увеличивается время разворота АД до номинальной частоты вращения, что, в свою очередь, способствует дополнительному снижению напряжения.

Особенно чувствительны к отклонениям напряжения источники освещения. Так, лампы накаливания при $\delta U = -10\%$ снижают световой поток на 40 %, но при этом возрастает срок их службы. При $\delta U = 10\%$ световой поток также возрастает на 40 % при сокращении срока службы в 4 раза. Газоразрядные лампы менее чувствительны к отклонениям напряжения. В помещениях, оснащенных такими источниками, освещенность снижается на 10—15 % при $\delta U = -(5—7)\%$, но при $\delta U = -10\%$ лампы начинают мерцать и при $\delta U = -20\%$ гаснут.

Несмотря на то что отклонения частоты и напряжения являются результатом единого процесса производства и передачи электроэнергии, поддержание их в допустимых пределах возлагается на энергоснабжающую организацию, которая располагает средствами регулирования напряжения и частоты.

Снижение эффективности функционирования ЭП происходит и при выходе за допустимые пределы ПКЭ, характеризующих несинусоидальность, несимметрию и колебания напряжения. Это проявляется в увеличении потерь мощности и электроэнергии, сокращении срока службы ЭП, увеличении капиталовложений в систему электроснабжения, увеличении потребления реактивной мощности, нарушении технологического процесса производства, отказах аппаратуры, приборов, электрооборудования и т.п. Наиболее значимо это проявляется в увеличении потерь электроэнергии в таких видах электрооборудования, как асинхронные двигатели, синхронные машины, трансформаторы, конденсаторные батареи, осветительные приборы, линии электропередачи [6.3].

6.4. Технические средства контроля качества электроэнергии

К таким средствам относятся приборы для измерения ПКЭ. До настоящего времени парк таких приборов был невелик [6.4].

Одно из основных требований, предъявляемых к приборам, — их сертификация. Это относится и к зарубежным приборам. Сертификация приборов для измерения ПКЭ является компетенцией Агентства по техническому регулированию и метрологии РФ (Ростехрегулирования). Требования к приборам определяются рядом стандартов, одним из которых является ГОСТ 13109—97. Именно этим стандартом определяются номенклатура измеряемых ПКЭ, пределы допустимых погрешностей измерения, алгоритмы измерения, а также процедура контроля при оценке КЭ. При сертификации электроэнергии необходимо контролировать выполнение требований именно этого нормативного документа по всем нормируемым ПКЭ. В настоящее время электроэнергия сертифицируется по отклонению частоты и напряжению.

Согласно ГОСТ 13109—97 измерения должны проводиться 24 ч непрерывно, а оценка КЭ производится по результатам статистически обработанных измерений. За сутки прибор должен произвести 1440 измерений отклонений напряжения, 4320 измерений отклонений частоты и 28 800 измерений остальных ПКЭ (кроме колебаний напряжения, которые оцениваются на 10-минутных интервалах). Такое количество измерений и подлежит статистической обработке, а их интегральные значения — сравнению с нормально и предельно допустимыми значениями за каждые сутки измерений. Очевидно, что такие измерения должны быть автоматизированы, что и достигается применением микропроцессорных программируемых средств измерения.

Современные приборы способны в реальном времени измерять и регистрировать в энергонезависимой памяти ПКЭ по напряжению и току, а также мощности по высшим гармоникам и обратным последовательностям. Они предназначены для измерения в трехфазных сетях напряжением 0,38; 6, 10, 35 и 110 кВ и выше. Приборы могут использоваться как для контроля КЭ, так и для определения источника искажения и вносимого им вклада в искажения напряжения, обладают высоким уровнем помехоустойчивости.

6.5. Обеспечение качества электроэнергии

Система электроснабжения является электромагнитной средой, по которой распространяются кондуктивные ЭМП, а электроснабжающая организация — субъектом этой системы, поставляющим электроэнергию потребителю, следовательно, в соответствии с Гражданским кодексом РФ (ст. 542) законом об электроэнергетике электроснабжающая организация и должна позаботиться об обеспечении КЭ.

Какими же правами и механизмами обеспечения КЭ обладает энерго-снабжающая организация?

Энергоснабжающая организация определяет и контролирует технические условия (ТУ) присоединения потребителя к электрической сети. В ТУ особо оговариваются требования к допустимому уровню помех, которые присоединяемый потребитель может вносить в точке его подключения по всем нормируемым ПКЭ. Этот так называемый допустимый вклад потребителя всегда меньше нормативного значения ПКЭ, установленного ГОСТ 13109—97. Выполнение этого условия должно обязательно контролироваться с помощью измерительных приборов.

В дальнейшем аналогичные требования переносятся в договор между энергоснабжающей организацией и потребителем. В договоре первая сторона обязуется поддерживать ПКЭ на уровне, соответствующем ГОСТ 13109—97, при выполнении второй стороной требований по допустимому вкладу. При этом в том, что касается отклонений частоты и напряжения, энергоснабжающая организация всю ответственность берет на себя и ограничений по КЭ перед потребителем не ставит. Потребитель же не имеет права вносить искажения по несинусоидальности, несимметрии и колебаниям напряжения, превышающие установленный для него допустимый вклад.

При невыполнении этих условий, т.е. если требования ГОСТ 13109—97 нарушены, виновная сторона несет ответственность, если она предусмотрена договором энергоснабжения. Это может быть реализовано только при контроле КЭ в точке присоединения потребителя и измерении фактического вклада потребителя по сравнению с его допустимым вкладом.

В техническом отношении КЭ может быть обеспечено при условии, что энергоснабжающая организация располагает резервом активной мощности, средствами регулирования напряжения, содержит оборудование электрических сетей в соответствии с установленными требованиями, систематически проводит контроль КЭ.

Потребитель должен применять исправное оборудование и приборы, оборудование с нормированным уровнем вносимых им помех или использовать специальные средства, позволяющие ограничивать вносимые помехи, и таким образом ограничивать свое влияние на КЭ в точке присоединения.

Контрольные вопросы

1. Объясните, при каких условиях может быть обеспечена электромагнитная совместимость электрооборудования, подключенного к электрической сети.
2. Какие ограничения по качеству электроэнергии устанавливает ГОСТ 13109—97?
3. Для каких точек электрической сети в соответствии с ГОСТ 13109—97 установлены нормы отклонения напряжения?
4. Какими средствами обеспечивается соответствие установившегося отклонения напряжения заданным требованиям?
5. Какие изменения параметров режима могут привести к увеличению (снижению) напряжения и частоты?

6. Какими средствами обеспечивается регулирование частоты и ее поддержание в соответствии с требованиями ГОСТ 13109—97?
7. Поясните, какое электрооборудование и почему влияет на искажения напряжения по несинусоидальности (несимметрии).
8. Как изменяются нормы по коэффициентам искажения синусоидальной формы кривой напряжения и n -й гармонической составляющей напряжения (коэффициентам несимметрии напряжения) в зависимости от номинального напряжения сети?
9. Как изменяется глубина провала напряжения в заданной точке сети с удаленностью КЗ?
10. Перечислите и кратко охарактеризуйте ненормируемые показатели качества электроэнергии.
11. Перечислите условия проведения измерений показателей качества электроэнергии при их контроле.
12. Перечислите условия, при которых по результатам контроля КЭ может быть установлено соответствие (несоответствие) требованиям ГОСТ 13109—97.

Литература для самостоятельного изучения

- 6.1. **Хабигер Э.** Электромагнитная совместимость. Основы ее обеспечения в технике. М.: Энергоатомиздат, 1995.
- 6.2. **ГОСТ 13109—97.** Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Изд-во стандартов, 1998.
- 6.3. **Шидловский А.К., Кузнецов В.Г.** Повышение качества электроэнергии в электрических сетях. Киев: Наукова думка, 1985.
- 6.4. **Карташев И.И., Пономаренко И.С., Ярославский В.Н.** Требования к средствам измерения показателей качества электроэнергии // Электричество. 2000. № 4. С. 11—17.
- 6.5. **Управление** качеством электроэнергии / И.И. Карташев, В.Н. Тульский, Р.Г. Шамонов и др.; под ред. Ю.В. Шарова. М.: Издательский дом МЭИ, 2006.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МАШИНЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Содержание

- 7.1. Конструкции синхронных генераторов
- 7.2. Принцип действия синхронных генераторов
- 7.3. Типы турбо- и гидрогенераторов по мощностям и способам охлаждения
 - 7.3.1. Турбогенераторы
 - 7.3.2. Гидрогенераторы
- 7.4. Системы возбуждения генераторов
- 7.5. Совершенствование изоляции обмоток синхронных генераторов
- 7.6. Характеристики генераторов, работающих на автономную сеть
- 7.7. Включение генераторов на параллельную работу с сетью постоянного напряжения и постоянной частоты
- 7.8. Угловая характеристика. Статическая устойчивость работы генераторов при работе параллельно с сетью бесконечной мощности. V-образные характеристики генераторов
- 7.9. Синхронные двигатели
- 7.10. Синхронные компенсаторы
- 7.11. Асинхронизированные машины
- 7.12. Асинхронные двигатели
- Контрольные вопросы
- Литература для самостоятельного изучения

7.1. Конструкции синхронных генераторов

Фактически вся промышленная электрическая энергия в стране вырабатывается на тепловых (ТЭС), гидравлических (ГЭС) и атомных (АЭС) электростанциях. В разных странах доля электроэнергии, производимой на различного вида электростанциях, неодинакова. В России в настоящее время тепловые электростанции дают примерно (69—70) %, атомные и гидравлические — примерно по 15 % общего количества электроэнергии. Стоимость единицы вырабатываемой электроэнергии на каждом из этих трех видах станций может резко различаться. Различны капитальные затраты при их сооружении, расходы на эксплуатацию, уровень автоматизации, степень надежности, зависимость от сезона и особенностей их климатического и географического расположения и многих других обстоятельств. Объединяет их только одно. Они обязаны вырабатывать ток стандартной частоты 50 периодов в секунду, или 50 Гц, необходимого уровня напряжения для той сети, к которой присоединяются электрические машины, работающие в режиме генераторов переменного тока, установленных на каждой из стан-

ций. Абсолютное равенство частот напряжения сотен одновременно работающих генераторов может быть обеспечено только одним — специальными типом этих электрических машин — *синхронными* генераторами, т.е. работающими одновременно, в ритме единого времени, со строго определенными частотами вращения своих подвижных частей, называемых *роторами*.

Следует отметить, что все электрические машины обладают свойством обратимости. Любой электрический генератор может работать как *двигатель*, т.е. преобразовывать электрическую энергию в механическую. На каждой электростанции установлено большое число электродвигателей, удовлетворяющих собственные нужды станции.

Синхронные генераторы (СГ), предназначенные для преобразования механической энергии паровой, газовой или гидравлической турбины, вращающей ротор СГ, в электрическую энергию, имеют неподвижную часть, называемую *статором*.

Подвижная часть генератора (ротор) может быть выполнена с сосредоточенной обмоткой. В этом случае ротор и сам генератор называются *явнополюсными*. Если обмотка ротора является распределенной, ротор и генератор называются *неявнополюсными*.

На рис. 7.1 схематично показано поперечное сечение *синхронной явнополюсной* машины с четырьмя полюсами на роторе 2 чередующейся полярности *N-S-N-S*. Сосредоточенная обмотка возбуждения 4, размещенная на роторе, обтекается постоянным током, возбуждающим магнитное поле ротора. Ротор приводится во вращение источником механической энергии. Чаще всего — это паровая, газовая или гидравлическая турбина, создающая механический вращающий момент. Частота вращения турбины может быть различной — в диапазоне от десятков до сотен и даже тысяч оборотов в минуту: ниже для гидравлических турбин и выше для остальных видов. Постоянный ток на вращающуюся обмотку возбуждения 4 подается через контактные кольца 5. При вращении ротора магнитное поле обмотки возбуждения перемещается относительно неподвижной обмотки статора 3, размещенной в пазах сердечника статора 1, что вызывает (индуцирует) в обмотке электродвижущую силу (ЭДС). Частота ЭДС f_1 равна произведению частоты вращения ротора n_2 в оборотах в секунду на число пар полюсов

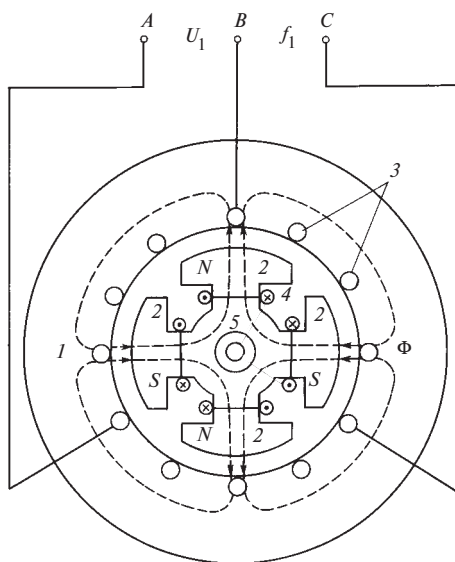


Рис. 7.1. Поперечное сечение явнополюсной синхронной машины:

1 — статор; 2 — полюсы ротора; 3 — обмотка якоря (статора); 4 — обмотка возбуждения; 5 — контактные кольца

Неявнополюсный ротор, у которого обмотка возбуждения не сосредоточенная, а распределенная по пазам, показан на рис. 7.4 и 7.5.

Такие роторы характерны для турбогенераторов, при этом число пар полюсов равно единице, реже — двум. Явнополюсная синхронная машина, приводимая во вращение гидравлической турбиной, т.е. гидрогенератор (рис. 7.6), чаще всего имеет вертикально ориентированный вал и «подвешена» на подпятник, воспринимающий не только массы генератора, гидротурбины, но и осевое давление воды на лопасти гидротурбины.

Турбогенератор, вращаемый паровой или газовой турбиной, имеет горизонтально расположенный вал (рис. 7.7), опирающийся на два подшипника скольжения.

Разрезы гидро- и турбогенераторов приведены также на рис. 7.8 и 7.9.

Масса электрической машины возрастает с уменьшением частоты ее вращения. Гидрогенераторы имеют частоту вращения примерно в 6—60 раз

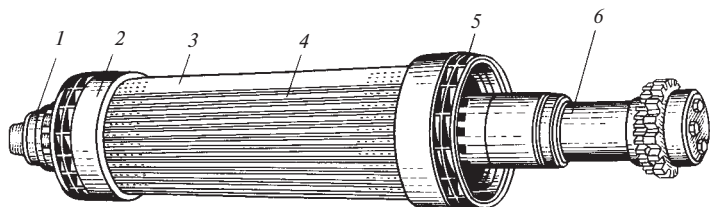


Рис. 7.4. Внешний вид неявнополюсного ротора:

1 — контактные кольца; 2 — бандажное кольцо; 3 — массивный магнитопровод ротора; 4 — немагнитный клин паза ротора; 5 — центробежный вентилятор; 6 — хвостовик ротора

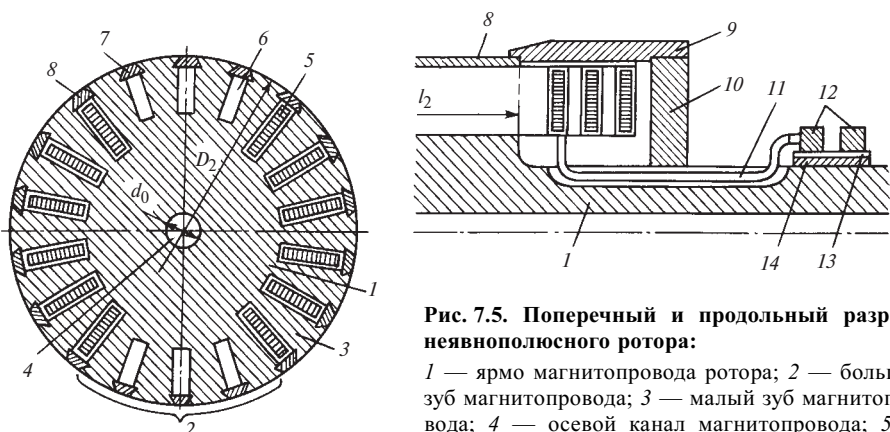


Рис. 7.5. Поперечный и продольный разрезы неявнополюсного ротора:

1 — ярмо магнитопровода ротора; 2 — большой зуб магнитопровода; 3 — малый зуб магнитопровода; 4 — осевой канал магнитопровода; 5 — катушка обмотки возбуждения; 6 — аксиальный

канал в большом зубе; 7 — магнитный клин канала; 8 — немагнитный клин; 9 — бандажное кольцо; 10 — центрирующее кольцо; 11 — соединение между обмоткой возбуждения и контактными кольцами; 12 — контактные кольца; 13 — изоляция втулки; 14 — втулка контактных колец

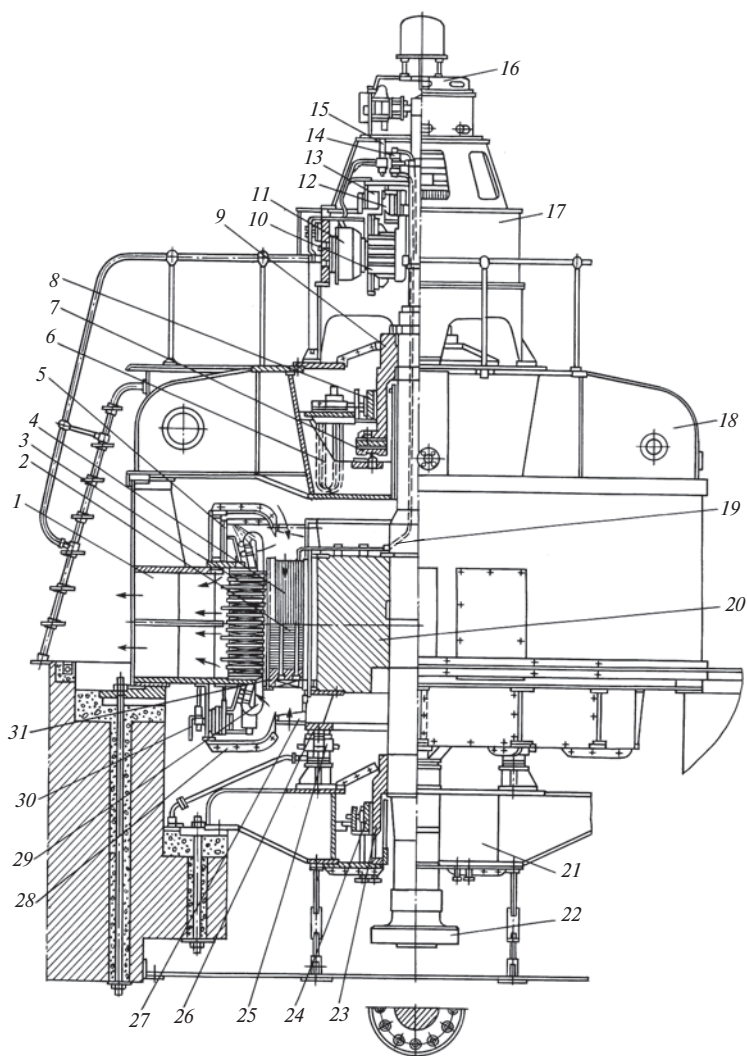


Рис. 7.6. Явнополюсная синхронная машина (гидрогенератор) с косвенным воздушным охлаждением:

1 — корпус статора; 2 — полюс ротора; 3 — пакет магнитопровода статора; 4 — катушка обмотки возбуждения; 5 — кронштейн для крепления обмотки; 6 — маслоохладитель; 7 — сегмент подпятника; 8 — сегмент верхнего направляющего подшипника; 9 — втулка подпятника и направляющего подшипника; 10 — якорь возбудителя; 11 — полюс возбудителя с обмоткой; 12 — коллектор возбудителя; 13 — щеточное устройство возбудителя; 14 — контактные кольца машины; 15 — щеточное устройство контактных колец; 16 — регуляторный генератор; 17 — станина возбудителя; 18 — верхняя крестовина; 19 — соединение между обмоткой возбуждения машины и контактными кольцами; 20 — обод ротора; 21 — нижняя крестовина; 22 — вал; 23 — втулка нижнего направляющего подшипника; 24 — сегмент нижнего направляющего подшипника; 25 — тормоз; 26 — тормозное кольцо ротора; 27 — осевой вентилятор; 28 — воздухоразделительный щит; 29 — катушка обмотки статора; 30 — выводы обмотки статора; 31 — нажимная щека полюса

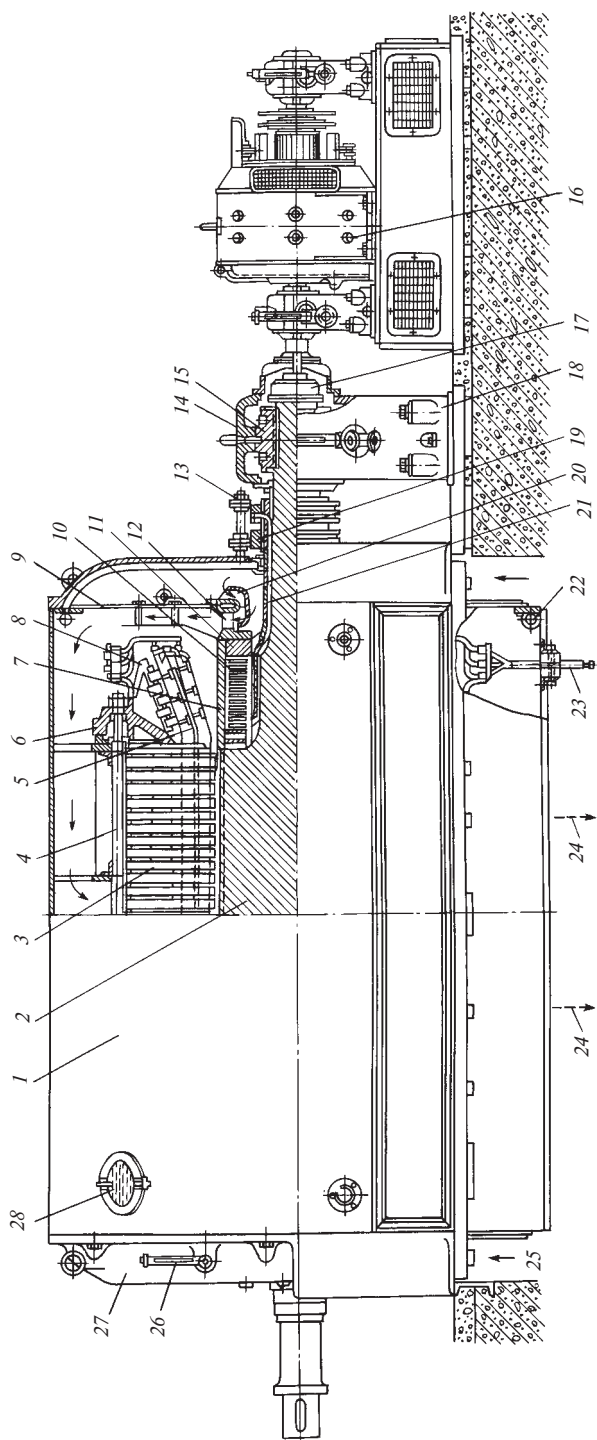


Рис. 7.7. Неявнополюсная синхронная машина (турбогенератор) с косвенным воздушным охлаждением:

1 — корпус статора; 2 — магнитопровод ротора; 3 — пакет магнитопровода статора; 4 — стержень обмотки статора; 5 — стержень обмотки статора; 6 — нажимное кольцо; 7 — бандажное кольцо ротора; 8 — кронштейн для крепления обмотки; 9 — воздухоотделительная перегородка с диффузором; 10 — катушка обмотки возбуждения; 11 — центрирующее кольцо; 12 — центробежный вентилятор; 13 — траверса со щеточным устройством; 14 — крышка подшипника; 15 — вкладыш подшипника; 16 — электромашинный вентилятор; 17 — гибкая соединительная муфта; 18 — стойка подшипника; 19 — контактное кольцо; 20 — направляющий аппарат вентилятора; 21 — соединение между контактными кольцами и обмоткой возбуждения; 22 — труба системы пожаротушения; 23 — вводы обмотки статора; 24 — направление движения нагретого воздуха к охлаждающим; 25 — направление движения охлажденного воздуха; 26 — термометр охлажденного воздуха; 27 — торцевой щит; 28 — смотровой люк

ГИДРОГЕНЕРАТОР

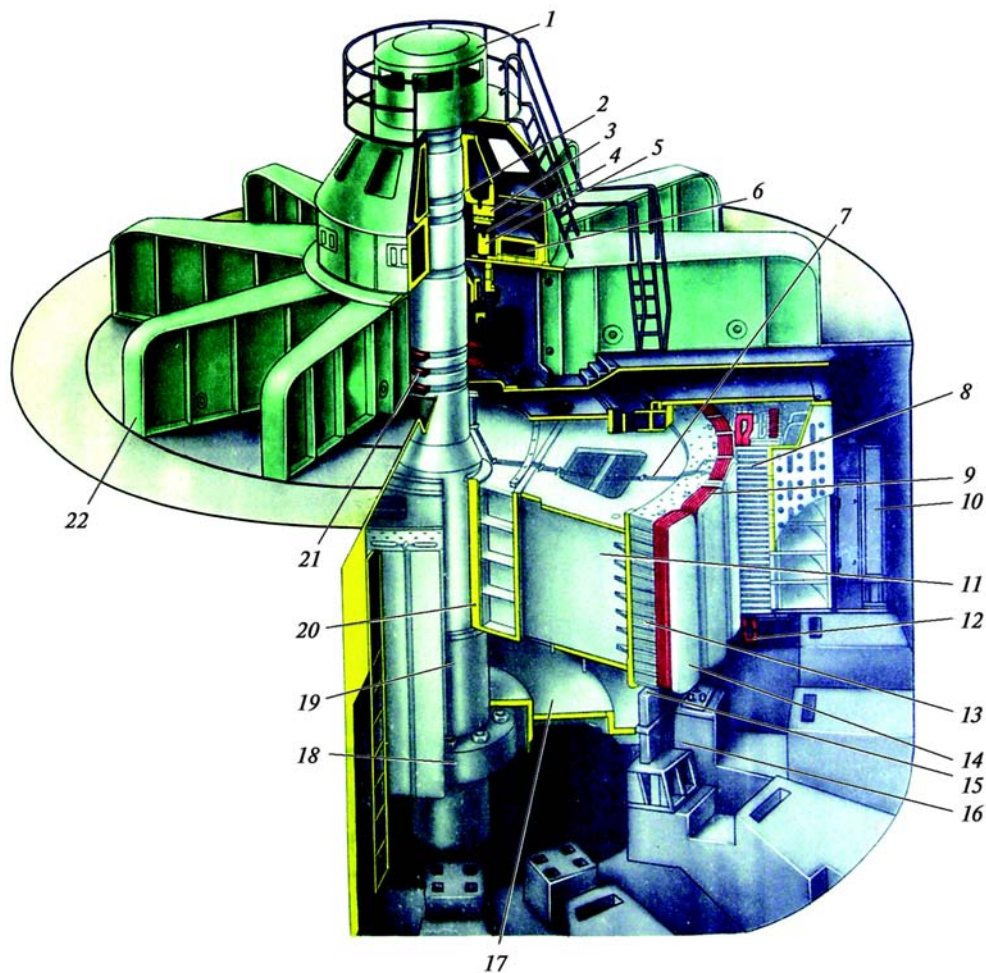


Рис. 7.8. Гидрогенератор:

1 — регуляторный генератор; 2 — втулка подпятника; 3 — диск подпятника; 4 — болт регулировки; 5 — опора сегмента; 6 — охладитель масла; 7 — токопровод к обмотке ротора; 8 — статор; 9 — обмотка ротора; 10 — охладитель; 11 — спицы ротора; 12 — обмотка статора; 13 — обод ротора; 14 — полюсы ротора; 15 — тормоз; 16 — основание; 17 — нижняя крестовина; 18 — соединительный фланец; 19 — вал ротора; 20 — втулка ротора; 21 — контактные кольца; 22 — верхняя крестовина

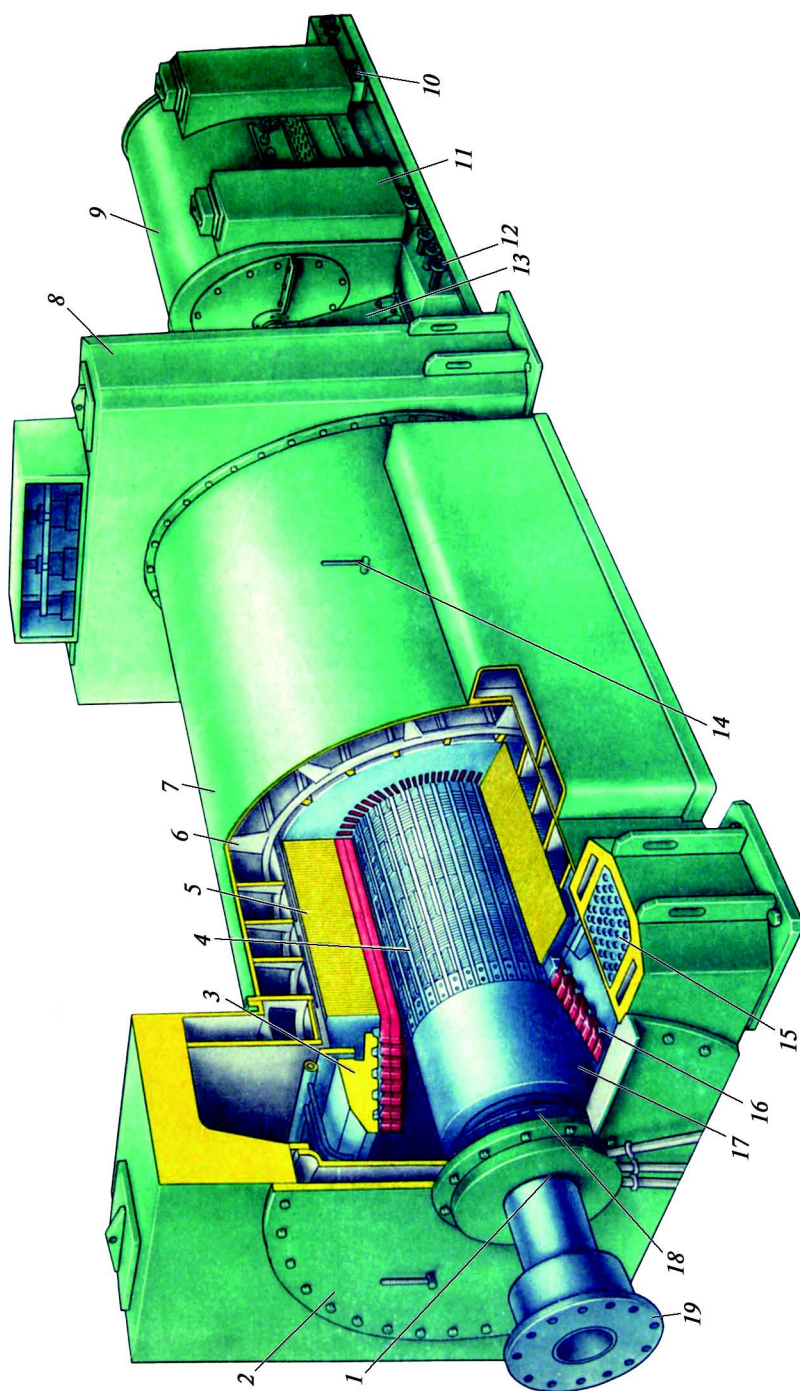


Рис. 7.9. Турбогенератор:

1 — уплотнения на валу ротора; 2 — торцевой щит; 3 — кронштейн крепления; 4 — ротор; 5 — магнитопровод статора; 6 — детали крепления магнитопровода к корпусу; 7 — корпус турбогенератора; 8 — охлаждающий турбогенератора; 9 — возбуждатель; 10 — пат-рубок подвода воды к охладителю; 11 — охладитель; 12 — маслопровод к подшипнику; 13 — стойка подшипника; 14 — термометр; 15 — трубки для циркуляции воды в охладителе; 16 — бандажные кольца обмотки статора; 17 — бандажное кольцо ротора; 18 — центробежный вентилятор; 19 — фланец для соединения вала ротора с турбиной

меньшую, чем турбогенераторы. Эта разница обусловлена различием типов применяемых в этих машинах паровых, газовых и гидравлических турбин, а также зависит от характера используемых для ГЭС водных источников (расход воды, уклон водопотока, рельеф местности при учете экономической целесообразности эксплуатируемой зоны). Из-за более низких частот вращения гидроагрегатов общие массы гидрогенераторов достигают 1,5—2 тыс. т и в несколько раз превышают массы аналогичных по мощности турбогенераторов, делая невозможным применение горизонтального расположения валов с более простыми подшипниками скольжения.

Диаметры роторов турбогенераторов на 3000 об/мин не превышают 1,1—1,25 м при длине ротора до 8 м. Роторы гидрогенераторов достигают в диаметре 15—20 м при длине до 5 м.

7.2. Принцип действия синхронных генераторов

Вращение ротора с размещенной на нем обмоткой возбуждения, создающей магнитное поле чередующейся полярности (см. рис. 7.1), приводит к возникновению ЭДС в проводниках обмотки статора, который нередко называется якорем. Индуцируемая ЭДС равна произведению скорости магнитного поля возбуждения на его интенсивность. Интенсивность поля возбуждения определяется током обмотки возбуждения и числом ее витков.

При присоединении генератора к нагрузке, т.е. к потребителю электрической энергии или к электрической сети, ЭДС обмотки статора создает в ней ток. Обмотка статора — трехфазная, поэтому протекающие по ней токи — тоже трехфазные. Они создают вращающееся со скоростью ротора магнитное поле. Магнитное поле обмотки статора вращается с той же частотой вращения, что и ротор. Таким образом, в синхронном генераторе оба магнитных поля оказываются взаимно неподвижными, вращающимися синхронно. (Следует заметить, что взаимная неподвижность магнитных полей обмоток статора и ротора характерна практически для всех традиционных видов электрических машин.)

Взаимодействие магнитных полей ротора и статора создает электромагнитный момент, направленный в генераторном режиме электрической машины навстречу механическому моменту паровой, газовой или гидравлической турбины. В случае равенства этих двух моментов ротор генератора будет вращаться с постоянной скоростью, обеспечивая индуктирование стабильной частоты ЭДС обмотки статора, совпадающей с частотой напряжения сети. Это нормальный синхронный режим работы генератора, когда частота вращения (угловая скорость) ротора определяется частотой напряжения сети. Задачей персонала является регулирование подачи на турбину, создающую механический момент, требуемого количества агента (пара, газа, воды) необходимых параметров для обес-

печения равновесия вращающего и тормозящего электромагнитного моментов (рис. 7.10).

При аварийном отключении генератора от нагрузки токи статора становятся равными нулю. Электромагнитный тормозящий момент также исчезает, а из-за сохраняющегося вращающего механического момента ротор начинает разгоняться сверх номинальной скорости до тех пор пока не будет прекращена подача агента (т.е. пара, газа, воды и т.п.) на турбину. Очевидно, что наиболее быстро это можно осуществить для паровой или газовой турбин. Частота вращения при этом успевает возрасти на 10—20 %. Гораздо сложнее остановить поток воды. В зависимости от типа применяемого гидравлического колеса частота вращения может возрасти в процессе прекращения подачи воды в 1,8—3,5 раза по сравнению с номинальной. Эта предельно возможная частота вращения ротора при наиболее неблагоприятном отказе системы регулирования подачи воды в турбину носит название *угонной частоты вращения*, или *угонной скорости*. Механическая прочность ротора генератора рассчитывается так, чтобы при угонной частоте вращения механические напряжения в элементах ротора из-за действующих центробежных сил, пропорциональных квадрату частоты вращения, не превосходили пределов текучести материалов ротора. Деформация обода ротора не должна превышать размера воздушного зазора. После того как гидрогенератор вращался с угонной частотой вращения, его следует остановить для тщательного осмотра, контроля всех креплений, а в случае

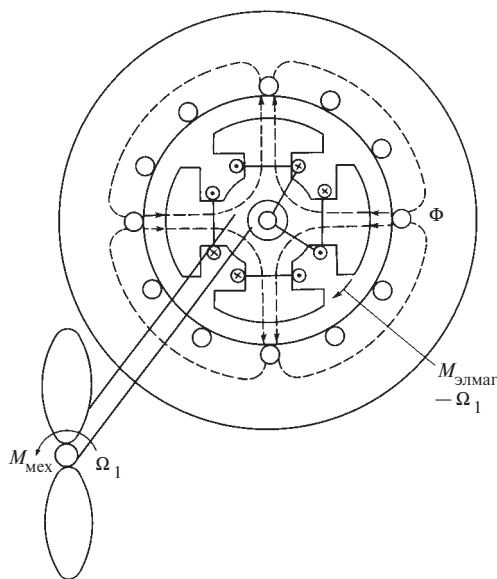


Рис. 7.10. Взаимодействие вращающего и электромагнитного (тормозящего) моментов на валу синхронного генератора в синхронном режиме

необходимости, и для ремонта. В соответствии с ГОСТ все гидрогенераторы должны в течение 2 мин выдерживать без остаточных деформаций повышенную частоту вращения, равную 1,75 номинальной. В этих случаях останавливать их для осмотра необязательно.

7.3. Типы турбо- и гидрогенераторов по мощностям и способам охлаждения

7.3.1. Турбогенераторы

В настоящее время на тепловых электрических станциях России эксплуатируется около 1200 турбогенераторов суммарной мощностью около 120 ГВт (120 тыс. МВт). Все турбогенераторы — отечественного производства. Большая часть общей мощности (около 60 %) — это турбогенераторы мощностью 100—320 МВт. По сравнению с США структура мощностей турбогенераторов России несколько сдвинута в область меньших мощностей (100—200 МВт). В США доля установленной мощности блоков 300—500 МВт составляет 40 %, что несколько больше, чем в России (30 %).

Большинство отечественных турбогенераторов имеет большую надежность, чем аналогичные в США, но несколько меньшую, чем турбогенераторы новейших серий фирм ABB и Siemens/KWU.

В последние 30—40 лет в мире имел место рост единичной мощности турбогенераторов, который приводил к снижению удельных затрат материалов генераторов на единицу мощности, удельных капиталовложений при сооружении станции и стоимости электроэнергии. Например, удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности для турбогенератора 200 МВт почти в 2,5 раза меньше, чем для турбогенератора мощностью 32 МВт. Коэффициент полезного действия (КПД) турбогенераторов мощностью 1200 МВт примерно равен 99 %, однако отводимые в виде теплоты потери в нем достигают 12 000 кВт, что требует обеспечения интенсивного охлаждения.

В последние годы рост единичных мощностей турбогенераторов замедлился по причинам технического характера, которые связаны с необходимостью внедрения сложных методов охлаждения, ограничениями по механическим напряжениям ротора и вибрациям. Принципиально электромашиностроение способно создать генераторы мощностью 2000—2500 МВт, однако социально-экономические последствия аварийного выхода из строя такого агрегата пока лишают актуальности задачу применения машин такой единичной мощности.

В качестве охлаждающих агентов в турбогенераторах применяются воздух, водород, дистиллированная вода и трансформаторное масло. Их физические свойства в относительных единицах (отн. ед.) приведены в табл. 7.1.

Таблица 7.1

Свойства охлаждающих сред по отношению к воздуху

Среда	Плотность	Объемная теплоемкость	Теплопроводность	Теплоотводящая способность	Расход
Воздух	1	1	1	1	1
Водород при избыточном давлении, МПа:					
0,1	0,14	1,5	7,1	2,3	1
0,2	0,21	2,2	7,1	2,7	1
0,3	0,27	3,0	7,1	3,0	1
0,4	0,35	3,75	7,1	3,5	1
Масло трансформаторное	848	1400	5,3	21	0,01
Вода	1000	3500	23	60	0,01

По принципу охлаждения все турбогенераторы можно подразделить на машины с косвенным (поверхностным) охлаждением и непосредственным охлаждением проводников обмоток статора и ротора различными агентами, а также смешанным охлаждением.

Типы турбогенераторов с различными видами охлаждения представлены в табл. 7.2.

Водородное охлаждение, в том числе и водородно-водяное, применяется для 64,5 % турбогенераторов (по мощности), водяное, в том числе водомасляное, — для 5,5 % турбогенераторов (по мощности). Отечественные турбогенераторы с водоводородным охлаждением находятся на уровне лучших зарубежных машин, а по ряду показателей их превосходят. Турбогенераторы с полным водяным охлаждением мощностью 50—800 МВт за рубежом не изготавливаются.

Несмотря на заметные преимущества водородного и водоводородного охлаждения, многолетний опыт их применения показал, что экономически целесообразно в настоящее время возобновить производство турбогенераторов с полным воздушным охлаждением. Эти машины оказываются более простыми в эксплуатации и менее пожароопасными. За рубежом освоено производство турбогенераторов с воздушным охлаждением до 300 (450) МВт. В России эксплуатируются такие машины до 160 МВт, разрабатываются генераторы и на 320 МВт.

Турбогенераторы серии ТВМ мощностью 300 и 500 МВт и напряжением до 36,75 кВ охлаждаются трансформаторным маслом, воздухом и водой. Для обмоток статора масло является и хорошей изолирующей средой, что позволяет увеличить их напряжение до 36,75 кВ по сравнению с 20—24 кВ для генераторов с другими типами охлаждения. С целью отделения объема статора, заполняемого маслом, от вращающегося ротора внутри сердечника статора устанавливается цилиндр, изготовленный из изоляционного материала. Обмотка ротора турбогенераторов серии

Таблица 7.2

Типы турбогенераторов

Наименование серии*	Расшифровка	Система охлаждения		
		Обмотка статора	Сердечник статора	Обмотка ротора
T2-2,5-2; T2-4-2; T2-6-2; T2-12-2 (завод «Электросила»); T-2,5-2УЗ; T-4-2УЗ; T6-2УЗ; T-12-2УЗ (Лысьвинский завод)	T — турбогенератор; 2 — вторая серия; 2,5 — мощность, 2 — двухполюсный, УЗ — климатическое исполнение и категория размещения	Косвенное воздушное	Непосредственное воздушное	Косвенное воздушное
TB2-30-2; TB2-100-2; TB2-150-2 (завод «Электросила»)	B — водородное охлаждение	Косвенное водородом	Непосредственное водородом	Косвенное водородом
TBF-63-2ЕУЗ; TBF-110-2ЕУЗ (ЛПЭО «Электросила»)	F — форсированное охлаждение ротора	Косвенное водородом	Непосредственное водородом	Непосредственное водородом
TBV-160-2ЕУЗ; TBV-220-2ЕУЗ; TBV-320-2ЕУЗ; TBV-500-2ЕУЗ; TBV-800-2ЕУЗ (ЛПЭО «Электросила»); TBV-1000-2УЗ; TBV-1200-УУЗ (ЛПЭО «Электросила»)	BV — водородно-водяное охлаждение, E — единая серия	Непосредственное водой	Непосредственное водородом	Непосредственное водородом
T3B-800-2УЗ (ЛПЭО «Электросила»)	3B — трижды водяное охлаждение	Непосредственное водой	Непосредственное водой	Непосредственное водой
TGB-200-2; TGB-200-2Д; TGB-200-МТ; TGB-200-2М; TGB-300-2; TGB-500-2 (Харьковский завод «Электротяжмаш»)	TG — турбогенератор, водородно-водяное охлаждение обмоток, M — модификация	Непосредственное водородом, для TGB-500, 800, TGB-200-2M — водой	Непосредственное водородом	Непосредственное водородом, для TGB-500, 800 — водой
TBM-300, TBM-500 (ПО «Сибэлектротяжмаш»)	M — масляное охлаждение статора погружного исполнения, B — водяное охлаждение обмотки ротора	Непосредственное маслом	Непосредственное маслом	Непосредственное водой

* Число после первой черточки — мощность в мегаваттах.

TBM охлаждается водой, поверхность ротора — воздухом, зубцы ротора — водой. В настоящее время в турбогенераторах TBM масло заменяют негорючим жидким диэлектриком (совтол, клофен, пиранол и т.п.).

Следует отметить, что в связи с изменением организации хозяйственной деятельности в последнее десятилетие и распадом СССР наблюдаются негативные тенденции в состоянии и структуре электроэнергетических мощностей. Так, более 50 % общего числа турбогенераторов

России отработали установленные нормами минимальные сроки службы. Например, парк турбогенераторов мощностью 60 МВт и более, отслуживших более 25 лет, составляет 55 % против 41 % в США, и в то же время турбогенераторы, прослужившие в России менее 20 лет, составляют 26 %, а в США — 43 %. Такая ситуация диктует необходимость осуществления замены наиболее изношенных генераторов на новые наряду с мероприятиями по продлению срока службы остальных машин путем совершенствования профилактического обслуживания на базе непрерывного контроля и текущего ремонта.

7.3.2. Гидрогенераторы

На 64 гидроэлектростанциях России мощностью 30 МВт и более работают 256 агрегатов общей мощностью около 44 ГВт (44 тыс. МВт).

Основная доля вырабатываемой гидроэлектростанциями электроэнергии (54,2 %) в России приходится на гидрогенераторы большой мощности (200—640 МВт). Из 120 ГЭС в мире мощностью 1000 МВт и более российских — 10, т.е. одна двенадцатая часть. Однако использование гидропотенциала по нашей стране неравномерное: в европейской части страны оно составляет 46,4 %, в Сибири 19,7 %, в восточных регионах только 3,3 % и в среднем по стране около 20 %. Экономически целесообразный к использованию гидропотенциал страны составляет 850 млрд кВт·ч в год, что примерно в 5 раз больше возможностей сегодняшних ГЭС. Во Франции и Германии степень использования экономически целесообразного гидропотенциала более 90 %, в Японии — 84 %, в США — 73 %, Испании — 63 % и т.д.

Мощности единичных гидроагрегатов определяются прежде всего параметрами источников гидроэнергии, однако в настоящее время имеется тенденция увеличения мощности применяемых гидрогенераторов. Рекордными по полной или кажущейся (измеряемой в мегавольт-амперах — МВ·А) мощности гидрогенераторами могут быть названы машины ГЭС Итайпу (Бразилия) — 823,6 МВ·А, Саяно-Шушенской ГЭС (Россия) — 820 МВ·А, 142,8 об/мин, Гранд-Кули (США) — 600 МВ·А, 73,2 об/мин.

Обычно в гидрогенераторах используется воздушное и водяное охлаждение (косвенное, форсированное или непосредственное). При непосредственном охлаждении охлаждающий агент (воздух или жидкость) непосредственно соприкасается с проводниками, отводя от них теплоту. Эффективность охлаждения резко возрастает, если в качестве охлаждающего агента применяется вода. Непосредственное водяное охлаждение обмотки статора впервые в мире было применено на гидрогенераторах Красноярской ГЭС. Зарубежные фирмы также уделяют много внимания проблемам использования непосредственного водяного охлаждения гидрогенераторов. Водой могут охлаждаться не только обмотки статора и ротора, но и сердечники статора, его нажимные плиты.

КПД гидрогенераторов весьма высок. При больших мощностях он достигает 97—98,7 %.

Большая доля отечественных гидрогенераторов отработала уже 30 лет и более. Ввод новых мощностей в последние 20 лет существенно отстает от среднего мирового уровня. Доля гидрогенераторов со сроком службы менее 30 лет в мире составляет около 65 %, в России только 40 %.

Зарубежный опыт многих стран показывает, что полная замена гидрогенераторов может быть экономически выгодной только для машин малой мощности, для остальной же части более целесообразна модернизация действующего оборудования.

7.4. Системы возбуждения генераторов

Магнитное поле ротора, необходимое для создания электродвижущей силы обмотки статора любого генератора, создается постоянным током, протекающим по обмотке возбуждения (ОВ) (см. рис. 7.1, 7.4). Для питания ОВ предназначена система возбуждения, в значительной степени определяющая надежность работы синхронных генераторов. В связи с этим к системе возбуждения предъявляются следующие основные требования:

- 1) надежное питание постоянным током ОВ в любых режимах, в том числе при авариях в энергосистемах;
- 2) устойчивое регулирование тока возбуждения при изменении нагрузки генератора;
- 3) необходимое быстроедействие;
- 4) форсировка возбуждения, т.е. обеспечение быстрого нарастания тока возбуждения, примерно до двукратного значения;
- 5) быстрое гашение магнитного поля возбуждения при оперативных отключениях генератора от сети.

В зависимости от источника энергии, используемого для питания ОВ, системы возбуждения разделяются на группы:

- 1) электромашинное возбуждение с использованием генератора постоянного тока;
- 2) электромашинное возбуждение с использованием генератора переменного тока с преобразованием этого тока в постоянный;
- 3) самовозбуждение путем преобразования части электрической энергии переменного тока генератора в энергию постоянного тока возбуждения.

Электромашинные системы возбуждения, где источником энергии является генератор постоянного тока, т.е. возбудитель, использовались в течение длительного времени для большинства генераторов. Обычно они находились на одном валу с генератором и приводились во вращение той же турбиной, что и сам генератор. Такая система называется *прямой*. В случае, если возбудитель приводится во вращение отдельным двигателем, то систему принято называть *косвенной*. В отечественном генерато-

ростроении применяют, как правило, прямую систему возбуждения, имеющую меньшую стоимость и большую надежность.

Увеличение мощностей турбо- и гидрогенераторов, а следовательно, необходимых мощностей возбудителей инициировало необходимость замены генераторов постоянного тока электромашинными системами возбуждения с применением генераторов переменного тока, не имеющих никаких ограничений по мощности. Для преобразования переменного тока в постоянный ранее использовались ртутные выпрямители, которые в дальнейшем уступили место управляемым и неуправляемым полупроводниковым преобразователям на основе диодов, тиристоров, транзисторов. Полупроводниковые преобразователи обладают большей надежностью, а в целом система с генераторами переменного тока большим быстродействием, позволяющим осуществить высокий уровень возбуждения (до четырехкратного номинального напряжения возбуждения при постоянной времени системы возбуждения менее двух сотых секунды). Широкое внедрение систем возбуждения с управляемыми преобразователями было осуществлено впервые в мире в нашей стране. В дальнейшем переход на такие системы был осуществлен и за рубежом.

Мощность генераторов для системы возбуждения составляет 0,5—2 % полной мощности главного генератора. Например, для турбогенератора 320 МВт она достигает 2 МВт, для 800 МВт — 6 МВт и т.д., токи возбуждения — тысяч ампер (для мощных турбогенераторов 5—8 тыс. А). Это обстоятельство создает большие трудности при организации токоподвода к обмотке возбуждения с помощью скользящего контакта между контактными кольцами ротора и щетками. Поэтому для ряда генераторов была успешно применена бесщеточная система возбуждения, где постоянный ток подается непосредственно с вращающегося ротора возбудителя на обмотку возбуждения главного генератора. Переменное напряжение для обмотки возбуждения преобразуется в постоянное выпрямительным мостом, установленным на роторе. Силовые роторные вентили должны обладать повышенной механической прочностью и вибростойкостью.

Преимуществом систем самовозбуждения является то, что они не имеют электромашинного возбудителя — генератора. Для питания обмотки ротора главного генератора используется часть энергии статора главного генератора. В результате надежность системы повышается, стоимость ее уменьшается, сокращается длина генератора. Начальное возбуждение генератора осуществляется за счет остаточного намагничивания машины или током от постороннего источника.

В состав системы возбуждения входит автоматический регулятор возбуждения (АРВ). Он осуществляет поддержание заданного уровня напряжения и устойчивость работы генератора при колебаниях напряжения в электрической системе при изменении значения и характера нагрузок, отключении электростанции, линии электропередачи, коротких замыканиях. Основные требования, предъявляемые к АРВ, — это быстродейст-

вие, устойчивость регулирования, обеспечение форсировки возбуждения при резких снижениях напряжения в сети, что чревато потерей статической и динамической устойчивости генераторов.

Ввод в эксплуатацию дальних электропередач, объединение отдельных энергосистем в единую сеть, рост мощностей генераторов потребовали существенного повышения их динамической и статической устойчивости. Были созданы АРВ сильного действия (АРВ СД), реагирующие не только на отклонение параметров режима генератора (напряжение, ток, частота), но и на скорость их изменения.

При возникновении аварийных режимов, коротких замыканий в генераторе, шинопроводе или трансформаторе, после внезапного отключения генератора необходимо быстро уменьшить магнитное поле обмотки возбуждения генератора. Эта операция носит название *гашение поля* и осуществляется специальным *автоматом гашения поля* (АГП). К устройству АГП предъявляются два основных, иногда противоречащих друг другу, требования: время гашения поля должно быть возможно меньшим, а возникающее при гашении индуктированное перенапряжение в обмотке ротора не должно превосходить допустимых значений.

7.5. Совершенствование изоляции обмоток синхронных генераторов

Технико-экономические показатели синхронных генераторов в значительной степени определяются типом и качеством изоляционных материалов, используемых для обмоток электрических машин. Без совершенствования изоляции статорных обмоток генераторов было бы абсолютно невозможным создание генераторов мощностью 500—1200 МВт приемлемых для современной техники габаритов. С ростом мощностей единичных агрегатов почти пропорционально возрастает ток обмотки статора, в то время как уровень напряжения не может быть увеличен из-за опасностей пробоя изоляции, возникновения короны, высокого нагрева изолирующих сред. Следует отметить, что обмотки статора работают в тяжелых условиях высоких температур, механических воздействий, существенной виброактивности, переменных нагрузок. По этим причинам вопросы надежности, долговечности, уменьшения толщины изоляции постоянно находятся в поле зрения специалистов, связанных с электромашиностроительной отраслью.

До начала 60-х годов большинство генераторов изготавливалось с применением *термопластичной* изоляции, требующей пропитки битумными компаундами. Ее положительные свойства — эластичность и хорошая сопротивляемость влаге. Однако в процессе эксплуатации этот тип изоляции может подвергаться размягчению и даже частичному вытеканию из зоны пазов. Поэтому в настоящее время термопластичная изоляция имеет очень ограниченное применение.

Стержни статорных обмоток современных генераторов имеют другой тип изоляции — *термореактивную*, которая полимеризуется и затвердевает при температуре 150—160 °С и при повторных нагреваниях не размягчается. Термореактивная изоляция по сравнению с термопластичной имеет более высокую электрическую и механическую прочность, допустимую рабочую температуру 130 °С. Диэлектрические потери в термореактивной изоляции при воздействии переменного напряжения меньше в 3—4 раза, чем в термопластичной. Электрическая прочность созданных типов термореактивной изоляции «Слюдотерм», «Монолит», «Монолит-2», ВЭС-2 примерно в 2 раза выше, чем у термопластичной, и достигает 30—34 киловольт на миллиметр толщины (кВ/мм). Особенностью термореактивной изоляции является ее меньшая пластичность, что ограничивает деформацию стержней обмотки.

Применение нового типа изоляции позволило повысить напряжение турбогенераторов до 24—28 кВ, а при использовании масляного типа изоляции (например, для турбогенераторов ТВМ) до 36,75 кВ. Напряжения статорных обмоток гидрогенераторов обычно не превышают 13,8—15,75 кВ.

В 70-е годы в СССР был разработан и создан гидрогенератор нового типа на напряжение 121 кВ, присоединяемый к линии электропередач 110 кВ непосредственно без повышающего трансформатора. Для обмоток статора была применена бумажно-масляная изоляция кабельного типа. Гидрогенератор имел мощность 14,5 МВт и был установлен на Сходненской ГЭС в черте Москвы. Он успешно прошел испытания при подключении к сети ОАО «Мосэнерго», доказав возможность создания гидрогенераторов на принципиально более высокие напряжения.

В 90-е годы в Швеции были созданы гидрогенераторы и турбогенераторы типа «Power-former». Гидрогенератор напряжением 45 кВ, мощностью 11 МВ · А, частотой вращения 600 об/мин также подключается к линии электропередач без использования повышающего трансформатора. Для обмотки статора применялась изоляция из «сшитого полиэтилена». Второй гидрогенератор напряжением 155 кВ, мощностью 75 МВ · А, частотой вращения 125 об/мин включен в мае 2001 г., третий — напряжением 78 кВ, мощностью 25 МВ · А, частотой вращения 115,4 об/мин пущен в августе 2001 г. Турбогенератор напряжением 136 кВ, мощностью 42 МВ · А, частотой вращения 3000 об/мин был включен в сеть в декабре 2000 г.

7.6. Характеристики генераторов, работающих на автономную сеть

Турбогенераторы и гидрогенераторы большой мощности редко работают на автономную сеть или автономную нагрузку, но эти режимы важны для понимания процессов при включении генераторов в электрические сети, объединяющие несколько генераторов.

Под холостым ходом, или, в зарубежной терминологии, «работа с открытым контуром», понимается режим работы генератора, при котором ток в обмотке статора (якоря) равен нулю. Обмотка статора при

этом не присоединена ни к какой нагрузке, ни к какому-либо источнику напряжения. Магнитное поле в генераторе при холостом ходе создается только магнитодвижущей силой (МДС F_f) обмотки возбуждения, иными словами, произведением тока обмотки возбуждения I_f на число ее витков на одном полюсе ротора. Магнитное поле возбуждения, как уже отмечалось ранее, индуцирует электродвижущую силу (ЭДС) обмотки статора E_1 . Характерный вид зависимости E_1 от F_f (или I_f) называется *характеристикой холостого хода* (XXX). XXX — это зависимость E_1 от F_f при постоянной частоте вращения ротора $n_2 = \text{const}$, т.е. при постоянной частоте изменения ЭДС обмотки статора.

Начальная часть XXX (рис. 7.11) линейна, а при дальнейшем увеличении тока возбуждения пропорциональный рост E_1 замедляется. Это явление вызвано так называемым *насыщением* ферромагнитных материалов магнитопроводов электрических машин. Изменение частоты вращения ротора пропорционально сказывается на значениях ЭДС обмотки статора.

Следующее важное семейство характеристик генераторов — это зависимости токов обмотки статора I_k от токов обмотки возбуждения при коротком замыкании зажимов обмотки статора, т.е. *характеристики короткого замыкания* (КЗ) (рис. 7.12).

В отличие от XXX, эти характеристики строго линейны, так как магнитное поле генератора в этом режиме определяется магнитодвижущими силами двух обмоток, статора и ротора, действующими при КЗ навстречу друг другу. Это приводит к уменьшению результирующего магнитного потока, исчезновению насыщения магнитопроводов и линейности характеристик КЗ. Особенностью характеристик КЗ является неодинаковость токов обмотки статора при различных видах КЗ. Наиболее тяжелым по сравнению с двух- (I_{k2}) и трехфазным (I_{k3}) замыканием фаз, т.е. при полном коротком замыкании, является КЗ одной фазы (I_{k1}) или нескольких ее витков.

Присоединение генератора к нагрузкам с разным соотношением активных и реактивных (индуктивности и емкости) сопротивлений изме-

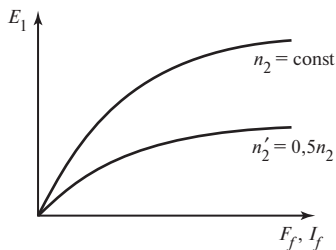


Рис. 7.11. Характеристики холостого хода при разных частотах вращения ротора n_2

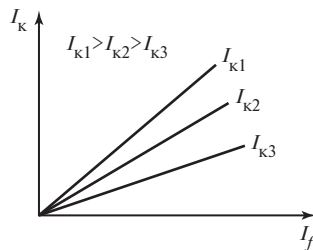


Рис. 7.12. Характеристики короткого замыкания

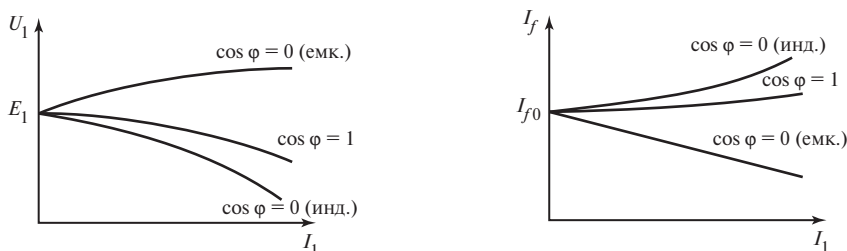


Рис. 7.13. Внешние характеристики при нагрузках различного характера ($\cos \varphi$)

→
Рис. 7.14. Регулировочные характеристики при нагрузках различного характера при $U_1 = \text{const}$ (ток I_{f0} — ток обмотки возбуждения при холостом ходе генератора, обеспечивающий номинальное напряжение обмотки статора)

няет зависимость напряжения U_1 обмотки статора от тока нагрузки I_1 (рис. 7.13). Эти характеристики называются внешними.

Наибольшее падение напряжения на зажимах обмотки статора будет при нагрузке, которая по своему характеру совпадает с внутренними сопротивлениями обмоток генератора, а именно, индуктивной ($\cos \varphi = 0$ — индуктивный). При емкостном характере нагрузки [$\cos(-\varphi) = 0$ — емкостной] напряжение будет даже возрастать, что нежелательно, так как может привести к неустойчивому режиму.

При активном характере нагрузки ($\cos \varphi = 1$) напряжение обмотки статора уменьшается, но в меньшей степени, чем при $\cos \varphi = 0$.

Для поддержания постоянного напряжения обмотки статора при нагрузках разного характера необходимо изменять ток обмотки возбуждения по различным законам. Эти характеристики называются *регулируемыми* (рис. 7.14).

Сравнивая внешние и регулировочные характеристики (см. рис. 7.13 и 7.14), можно легко установить их взаимную зависимость.

7.7. Включение генераторов на параллельную работу с сетью постоянного напряжения и постоянной частоты

Чаще всего синхронные генераторы значительной мощности работают параллельно с несколькими другими генераторами или с электрической сетью, объединяющей весьма большое число генераторов в энергосистеме. Характерными для сети являются неизменные значения напряжения и его частоты, практически не зависящие от напряжения и частоты отдельного генератора. В этом случае можно принять, что мощность сети (энергосистемы) является по отношению к мощности отдельного генератора бесконечно большой. Это условие формулируется иными словами, как равенство нулю внутреннего сопротивления сети по отношению

к конечному внутреннему сопротивлению отдельного генератора. При этом напряжение сети и его частота являются строго постоянными.

Параллельная работа генераторов позволяет легко маневрировать их включением и степенью нагрузки, обеспечивая максимальный коэффициент полезного действия каждого из них. Совместная работа повышает надежность энергоснабжения, гарантируя проведение плановых и аварийных ремонтов оборудования. Сами электрические станции, территориально разобщенные, позволяют наилучшим образом как с технической, так и с экономической точки зрения решать задачи производства и распределения энергии. Особые условия нашей страны, располагающей тепловыми, атомными и гидравлическими станциями, занимающей беспрецедентное число часовых поясов со смещением пиковых нагрузок потребления по ним, диктуют необходимость объединения станций с обеспечением параллельной работы синхронных генераторов.

При включении синхронных генераторов на параллельную работу необходимо выполнить определенные условия. Включение может производиться методами *точной* или *грубой* синхронизации (*самосинхронизация*).

Благоприятными условиями включения генератора на электрическую сеть считается равенство нулю токов обмотки статора включаемого генератора. Это достижимо при равенстве напряжения сети и электродвижущей силы включаемого генератора по амплитуде и их синфазности. Последнее условие имеет место при одинаковом чередовании фаз сети и генератора, одинаковых частотах вращения векторов напряжения сети и ЭДС генератора, а также при совпадении мгновенных значений этих синусоидально изменяющихся величин. В таком случае дополнительные токи в обмотке статора включаемого генератора не появятся и генератор будет продолжать работу, как и до включения, при холостом ходе. Напомним, что ЭДС обмотки статора регулируется током возбуждения, а ее частота — частотой вращения турбины, приводящей в движение ротор. Если условие жесткого равенства напряжения сети и ЭДС генератора выполнить относительно несложно, то равенство частот приходится соблюдать в пределах диапазона с точностью $\pm (0,5—0,1) \%$.

В реальных условиях абсолютного совпадения по напряжению и частоте ожидать не приходится и после замыкания генератора на сеть в нем появляются небольшие дополнительные (переходные) токи, вызывающие вращающие электромагнитные моменты, принудительно синхронизирующие генератор с сетью. Напряжение генератора, очевидно, становится равным напряжению сети. В настоящее время точная синхронизация на станциях осуществляется с помощью автоматических устройств (АС, УТС, АС-М).

Включение способом точной синхронизации требует довольно значительного времени (до 5—10 мин) из-за необходимости осуществления довольно тонких операций, связанных с частотой вращения, и обеспечения синфазности напряжения сети и ЭДС генератора. Для ускорения включения применяют способ самосинхронизации. Его принцип состоит в следующем. Сначала частота вращения ротора устанавливается в пределах

диапазона $\pm(1—4) \%$, отличающейся от частоты, определяемой сетью. После этого с малыми интервалами подается напряжение на обмотку возбуждения генератора от возбудителя и после этого обмотка генератора присоединяется к сетевому напряжению. Далее в генераторе начинается переходный процесс, связанный с нарастанием токов обмотки возбуждения и обмотки статора. В результате их взаимодействия появляется электромагнитный момент, под действием которого ротор при определенных условиях «втягивается» в синхронную работу с сетью.

Метод самосинхронизации можно использовать при достаточной мощности сети. Основной его недостаток — значительные переходные токи (до 8 значений номинального тока генератора) и вызванные ими электромагнитные силы, которые могут привести к повреждениям обмотки статора.

7.8. Угловая характеристика. Статическая устойчивость работы генераторов при работе параллельно с сетью бесконечной мощности. V-образные характеристики генераторов

Принципиальной особенностью синхронного генератора, подключенного к сети постоянного напряжения и постоянной частоты, является способность автоматически (без участия операторов) поддерживать постоянной частоту вращения своего ротора. Мощность, отдаваемая генератором в сеть, будет определяться механическим моментом, развиваемым турбиной, вращающей ротор. В случае изменения этого механического момента, приводящего во вращение ротор, генератор без участия каких-либо внешних сил автоматически изменяет свой собственный электромагнитный момент, который противодействует вращению генератора. Сумма этих двух моментов становится равной нулю, и генератор продолжает вращаться с постоянной, синхронной скоростью. Состояние генератора с новым соотношением вращающего (от турбины) и тормозящего (внутреннего электромагнитного) моментов характеризуется так называемым углом нагрузки Θ (рис. 7.15). Эта зависимость носит название *угловой характеристики* и представляет собой функцию тормозящего электромагнитного момента $M_{эм}$ генератора (или электромагнитной мощности $P_{эм} = M_{эм} \Omega_1$, где Ω_1 — угловая скорость ротора) от внутреннего угла нагрузки Θ . Для турбогенераторов угловая характеристика очень близка к синусоиде. Рабочая точка, при которой функционирует генератор, обозначена индексом номинального режима $\Theta_{ном}$ и $P_{эм.ном}$, причем $\Theta_{ном}$ выбирается таким, чтобы отношение максимума синусоиды $P_{эм max}$ к $P_{эм.ном}$ было в пределах 1,5—1,8. Сама мощность $P_{эм max}$ и соответствующий ей максимальный момент $M_{эм max}$ — это максимально возможная мощность и максимально возможный тормозящий электромагнитный момент, развиваемые данным синхронным генератором.

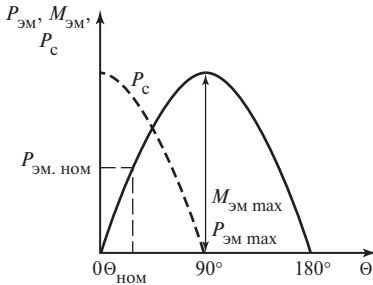


Рис. 7.15. Угловая характеристика неявнополюсной синхронной машины

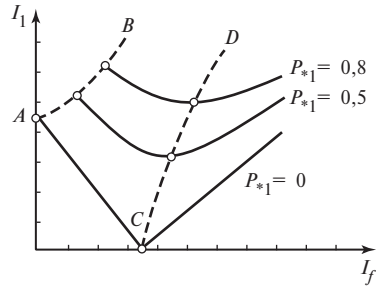


Рис. 7.16. V-образные характеристики I_f синхронных генераторов

В области углов Θ от 0 до 90° синхронный генератор способен самостоятельно поддерживать синхронное вращение. За пределами угла 90° он теряет эту способность и выпадает из синхронизма. Способность самосинхронизировать свое вращение характеризуется *удельной синхронизирующей способностью* P_c , которая дана на рис. 7.15 штриховой линией.

Важной для оценки статической устойчивости работы синхронных генераторов параллельно сети постоянной частоты f_1 и напряжения U_1 является семейство так называемых V-образных характеристик (иногда называемых U-образными характеристиками). Построенные для трех мощностей P_1 генератора, выраженных в относительной форме, они показаны на рис. 7.16 и представляют собой зависимость тока обмотки статора I_1 от тока возбуждения обмотки ротора I_f , $I_1 = f(I_f)$.

Минимумы токов I_1 семейства V-образных характеристик лежат на кривой CD (рис. 7.16) и представляют собой регулировочную характеристику при $\cos \varphi = 1$. В точках V-образных характеристик, лежащих слева от кривой CD, генератор *недовозбужден* и потребляет реактивную энергию из сети. В точках, лежащих справа от кривой CD, генератор *перевозбужден* и генерирует в сеть реактивную энергию. Кривая AB является границей статической устойчивости, когда генератор «теряет» способность самостоятельно поддерживать синхронное вращение и выпадает из синхронизма. Следовательно, зона левее кривой AB является неразрешенной для работы.

Аналогичное семейство V-образных кривых имеет место и для работы синхронной машины в режиме двигателя.

7.9. Синхронные двигатели

В § 7.1 отмечалось, что все традиционные виды электрических машин обладают свойством обратимости. Это означает, что любой электрический генератор без каких-либо переделок или изменений может работать как двигатель, т.е. преобразовывать электрическую энергию в механическую,

а любой электрический двигатель может выполнять функцию генерирования электрической энергии при подаче на его вал механической энергии.

Этот принцип основан на явлении индуктирования ЭДС в обмотках статоров машин переменного тока [в данном случае синхронных машин (СМ)] вне зависимости от режима, в котором они функционируют. При работе параллельно с сетью ток обмотки статора СМ определяется взаимодействием ЭДС обмотки статора и напряжения сети, к которой присоединена обмотка статора. Немного упрощая картину взаимодействия ЭДС машины и напряжения сети, можно утверждать, что поток активной мощности в генераторном режиме СМ идет от машины к сети, когда ЭДС больше напряжения. В двигательном режиме — наоборот, напряжение сети «перевешивает» ЭДС машины, определяя поток активной мощности от сети к машине.

Главной характеристикой синхронных двигателей (СД) является угловая характеристика, в точности повторяющая такую же характеристику синхронных генераторов (см. рис. 7.13). Отличие СД от синхронного генератора (СГ) состоит только в том, что электромагнитный момент $M_{эм}$, который был тормозящим у генератора, теперь является движущим, определяющим направление вращения ротора. Функцию же тормозящего момента выполняет механическая нагрузка установки, т.е. необходимая механическая работа (подъем груза, прокат металла, вентиляция, привод насосов, компрессоров и т.п.). Частота вращения ротора СД, как у генераторов, работающих параллельно с сетью, определяется частотой напряжения сети.

Мощность СД редко превышает 20—30 МВт (машины типа ТДС), однако СМ для гидроаккумулирующих станций (ГАЭС), используемые как в режиме обычных генераторов, так и насосов, т.е. в двигательном режиме, достигают существенно больших по мощности уровней (десятков и даже сотен мегаватт).

7.10. Синхронные компенсаторы

Важной проблемой в электрических системах является регулирование, так называемой, реактивной мощности. Для этого используются синхронные генераторы, конденсаторные батареи, реакторы, синхронные и тиристорные компенсаторы, а также ряд других устройств, обобщенно называемые источниками реактивной мощности (ИРМ).

В электрических системах ИРМ применяют в сетях напряжением 110 кВ и выше для решения следующих задач:

- снижения потерь активной мощности и электроэнергии;
- регулирования напряжения в узлах нагрузки;
- увеличения пропускной способности электропередачи;

увеличения запасов статической устойчивости электропередачи и генераторов электростанций;

улучшения динамической устойчивости электропередачи;

ограничения перенапряжений;

симметрирования режима.

В системах электроснабжения промышленных предприятий ИРМ применяют в целях компенсации реактивной мощности, потребляемой мощной резкопеременной нагрузкой, и симметрирования нагрузки.

Основными источниками реактивной мощности, необходимость которых определяется индуктивным характером подавляющего числа современных электротехнических устройств, являются синхронные генераторы электростанций. Особенность основных современных схем генерирования, передачи и потребления электрической энергии состоит в том, что источники энергии весьма часто удалены от потребителей. Это приводит к необходимости передавать необходимую для потребителей и линий электропередачи реактивную энергию на большие расстояния, что и приводит к большим энергетическим затратам и падениям напряжения. Функции источников реактивной энергии могут быть переданы в пункты потребления значительной реактивной энергии синхронным электрическим машинам, называемым *синхронными компенсаторами*.

Синхронные компенсаторы (СК), как правило, устанавливаются через понижающий трансформатор на подстанциях 110—500 кВ, где присоединяются к шинам низкого напряжения 6—20 кВ.

Синхронные компенсаторы — это вращающиеся синхронные машины, работающие в режиме холостого хода. Они обычно не имеют выходного конца вала, поэтому их легко выполнить закрытыми с воздушным или водородным охлаждением. В последнем случае они имеют герметически закрытое исполнение при избыточном давлении водорода 0,1—0,2 МПа. Частота вращения СК от 500 до 3000 1/мин, их реактивная мощность составляет 50—320 Мвар даже при воздушном охлаждении.

При потреблении реактивной мощности (индуктивный режим) в случае необходимости регулирования напряжения в системе мощность СК обычно вдвое меньше мощности при генерировании реактивной мощности (емкостный режим).

7.11. Асинхронизированные машины

Для энергосистем России постоянно существовала и существует проблема обеспечения требуемых нормативами уровней напряжения в электрических сетях напряжением 220—500 кВ.

Это обусловлено следующими причинами:

физическим свойством линий электропередачи высокого напряжения генерировать в электрическую сеть реактивную мощность. Каждые

100 км линии 220 кВ генерируют 13 МВ·А реактивной мощности, для линий 330 и 500 кВ эти величины составляют 39 и 96 МВ·А соответственно;

большой протяженностью линий электропередач;

недостаточным объемом либо отсутствием средств компенсации реактивной мощности линий. В энергосистемах России избыточная реактивная (зарядная) мощность в линиях электропередачи 500 кВ скомпенсирована в среднем на 42 %, а в линиях электропередач 330 и 220 кВ она вообще не компенсируется;

неравномерным распределением потоков реактивной мощности между сетями различного класса напряжений;

снижением в последние 10—12 лет уровней электропотребления в стране и, как следствие, генерированием реактивной мощности малозагруженными линиями электропередач, что приводит к увеличению напряжения в электрических сетях.

Следствием работы с высокими уровнями напряжения являются ускоренный износ и повышенная аварийность электрооборудования, работающего в этих условиях.

Для решения этой проблемы принимаются специальные меры, которые нередко приводят к ухудшению показателей устойчивости и экономичности работы энергосистем, в частности, для нормализации напряжения персонал электростанций, работающих на шины 220—500 кВ, вынужден переводить турбогенераторы в режимы потребления реактивной мощности, что позволяет несколько снизить уровни напряжения, но со временем приводит к ускоренному износу этих турбогенераторов, а в ряде случаев и к аварийным отключениям из-за разрушения торцевых зон активной стали статоров, так как серийные турбогенераторы фактически не рассчитаны на эти режимы.

В результате по этой причине происходило значительное число аварийных отключений и простоев с вынужденными восстановительными ремонтами на турбогенераторах более 30 электростанций единичной мощностью по 200—300 МВт. Ситуация усугубляется еще и тем, что у более половины всего генераторного парка страны превышен установленный нормативами срок службы.

При этом следует отметить, что необходимость обеспечения работы энергоблоков АЭС в базовой части графиков нагрузки энергосистем существенно повысила требования к объемам маневренных мощностей и, как следствие, из-за нехватки маневренных мощностей [гидроаккумулирующих (ГАЭС), газотурбинных и парогазовых установок] в переменную часть графиков нагрузки вытесняются не только энергоблоки конденсационных тепловых электростанций (ТЭС), но и агрегаты теплоэлектроцентралей (ТЭЦ).

Также не менее важными и все более актуальными являются проблемы повышения устойчивости и надежности электроэнергетических систем в целом, что объясняется стремлением увеличивать перетоки мощности

по существующим линиям электропередач, а также обеспечения транспорта электроэнергией на значительные расстояния.

К этому нужно добавить возросший интерес к повышению экономичности работы электрических станций и сетей в связи с развитием рыночных отношений. Схожие условия, в целом, характерны и для зарубежных энергообъединений, для которых, однако, в отличие от отечественных энергосистем, как правило, нет дефицита средств компенсации реактивной мощности, но всегда была высокая заинтересованность в повышении экономичности работы электростанций, используемых в маневренных режимах.

Все вышеизложенное обуславливает то, что традиционные синхронные турбо- и гидрогенераторы, соответствовавшие по своим характеристикам условиям работы, характерным в 60—70-е годы XX в. для отечественных энергосистем, не всегда удовлетворяют новым требованиям, определяемым перечисленными особенностями режимов энергосистем.

Поэтому в нашей стране, а также и за рубежом более 30 лет проводятся исследования и разработки, давшие уже положительные результаты, по созданию и использованию, наряду с традиционными (синхронными) генераторами, новых, хотя и несколько более дорогих, более управляемых генераторов с улучшенными техническими и эксплуатационными характеристиками.

Одним из кардинальных способов решения отмеченных проблем является применение турбогенераторов нового типа — асинхронизированных турбогенераторов (АС-турбогенераторов). В отличие от турбогенераторов обычного типа (синхронных) АС-турбогенераторы обладают существенно более высокими пределами устойчивости и предназначены для работы в режимах не только выдачи, но и глубокого потребления реактивной мощности.

Указанные преимущества АС-турбогенераторов достигаются за счет применения новой конструкции ротора, который содержит не одну, как в синхронных, а две обмотки возбуждения, сдвинутые по окружности ротора друг относительно друга на 90 эл. град., и специальной системы автоматического регулирования возбуждения.

Автоматический регулятор возбуждения (АРВ) асинхронизированного турбогенератора содержит два канала регулирования: канал электромагнитного момента и канал напряжения или реактивной мощности (рис. 7.17). Сигналы этих каналов являются ортогональными составляющими вектора сигнала управления, который формируется в синхронной системе координат и далее при помощи преобразователя координат преобразуется в сигналы по осям обмоток возбуждения (d и q).

В канале регулирования электромагнитного момента $PЭМ$ используются обратные связи по углу поворота ротора, скольжению s и отклонению активной мощности генератора P . Канал обеспечивает также выравнивание токов обмоток возбуждения в установившихся режимах.

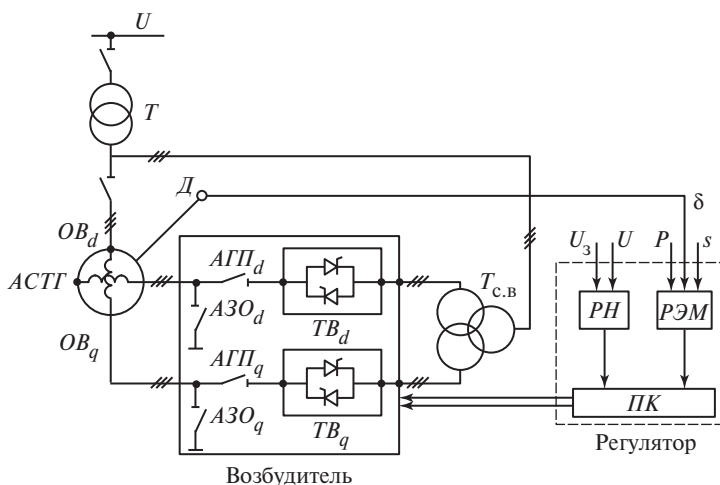


Рис. 7.17. Функциональная электрическая схема асинхронизированного турбогенератора:

АСТГ — асинхронизированный турбогенератор; $ОВ_d, ОВ_q$ — обмотки возбуждения: продольная (d) и поперечная (q); $ТБ_d, ТБ_q$ — управляемые реверсивные тиристорные возбудители; $Т, Т_{с.в}$ — трансформаторы блочный и системы возбуждения; АГП — автоматы гашения поля; $АЗО_d$ — автоматы закорачивания обмоток возбуждения; РН — регулятор напряжения (реактивной мощности); РЭМ — регулятор электромагнитного момента; $Д$ — датчик углового положения ротора; ПК — преобразователь координат

Рабочее скольжение в нормальном установившемся режиме турбогенератора равно нулю, т.е. турбогенератор работает с синхронной частотой вращения ротора. В переходных процессах скольжение отлично от нуля, и, согласно принятому закону регулирования, системой возбуждения создается составляющая электромагнитного момента, улучшающая динамические характеристики турбогенератора. В канале напряжения РН формируется сигнал для управления реактивной мощностью Q или напряжением U генератора.

Автоматический регулятор возбуждения позволяет осуществлять практически раздельное управление электромагнитным моментом и напряжением в установившихся и переходных режимах. Вследствие независимости регулирования по каналам процесс регулирования напряжения имеет электромагнитный характер, не связан с электромагнитным моментом, скольжением, угловым положением ротора и является всегда устойчивым, поэтому статическая устойчивость определяется устойчивостью электромеханических процессов. Необходимый запас статической устойчивости обеспечивается в области, которая ограничивается только допустимыми токами обмоток статора и ротора.

Регулирование реактивной мощности (или напряжения) в АС-турбогенераторах производится электромагнитным путем, а в синхронных этот

процесс носит электромеханический характер, поэтому процесс регулирования напряжения в АС-турбогенераторах протекает быстрее.

В динамических режимах, связанных с авариями в энергосистеме, преимущества АС-турбогенераторов перед синхронными обусловлены возможностью управления углом нагрузки независимо от угла поворота ротора. Автоматический регулятор возбуждения осуществляет при необходимости поворот результирующего вектора поля возбуждения так, чтобы обеспечить максимальное значение электромагнитного ускоряющего (тормозящего) момента и погасить колебания ротора.

Первый в мировой практике такой АС-турбогенератор мощностью 200 МВт был разработан и изготовлен на НПО «Электротяжмаш» и в 1985 г. установлен на Бурштынской ГРЭС (Украина). В 1991 г. на той же ГРЭС был включен в эксплуатацию второй такой же турбогенератор уже серийного исполнения.

ОАО «Электросила» разработало и освоило производство АС-турбогенераторов мощностью 110—350 МВт типа ТЗВА с полностью водяным охлаждением и мощностью 110—320 МВт типа ТЗФА с полностью воздушным охлаждением. Изготовлен и в декабре 2003 г. введен в эксплуатацию на ТЭЦ-22 ОАО «Мосэнерго» АС-турбогенератор типа ТЗФА-110 мощностью 110 МВт. Изготовлены и установлены три генератора такого же типа мощностью 160 МВ · А на ТЭЦ-27 и ТЭЦ-21 ОАО «Мосэнерго». На Каширской ГРЭС введен в эксплуатацию АС-турбогенератор мощностью 320 МВт.

Возбуждение турбогенератора осуществляется с помощью быстродействующей статической реверсивной тиристорной системы самовозбуждения.

Управляет тиристорными мостами микропроцессорный автоматический регулятор возбуждения типа АРВ-МА со 100 %-ным резервированием. Фактически параллельно работают два АРВ, при этом один из них обеспечивает все функции управления, а второй находится в «горячем» резерве, следит за режимом турбогенератора и одновременно осуществляет самодиагностику и диагностику работающего АРВ. При появлении неисправности или отказа автоматически вводится в работу резервный АРВ.

Кроме того, генератор может работать в резервных режимах как обычный синхронный турбогенератор, причем с одной или двумя обмотками возбуждения, а также в асинхронном режиме — без возбуждения с замкнутыми накоротко обмотками ротора.

Важно отметить, что благодаря возможности автоматического перевода генератора в асинхронный режим он сохраняет работоспособность при полном отказе системы возбуждения. В этом режиме, с замкнутыми накоротко обмотками возбуждения, генератор несет нагрузку от 55 до 75 % номинальной (в зависимости от напряжения на шинах генератора) без заметных колебаний режимных параметров. В таком режиме генератор

может работать неограниченно долго, что обеспечивает высокую надежность («живучесть») его в эксплуатации.

В России также организовано серийное производство асинхронизированных компенсаторов реактивной мощности и осуществлено их внедрение на подстанции «Бескудниково».

В Японии и ряде стран Европы (Германия, Португалия, Испания) выполнены разработки и осуществлено внедрение на ряде ГАЭС асинхронизированных генераторов-двигателей мощностью 802—140 МВт. Эти машины обладают целым рядом преимуществ перед обычными синхронными генераторами-двигателями ГАЭС. Прежде всего, они обладают более высоким КПД, большей устойчивостью и характеризуются высоким быстродействием. В настоящее время в России также начаты исследования по созданию подобных гидроагрегатов.

7.12. Асинхронные двигатели

Успешная работа электрических станций может быть обеспечена только при надежном функционировании многочисленных механизмов собственных нужд (МСН). Основным видом привода для МСН служат электродвигатели, главным образом асинхронные. Асинхронные двигатели (АД), часто называемые в зарубежной литературе индукционными, отличаются от синхронных двигателей тем, что частота вращения их роторов непостоянна, т.е. зависит от нагрузки. С возрастанием нагрузки частота вращения АД уменьшается. Предельный допустимый момент механической нагрузки достигает двух- трехкратного номинального значения, частота вращения при этом снижается по сравнению с синхронными двигателями на 10—15 %.

Особенно многочисленными являются двигатели собственных нужд тепловых электростанций (ТЭС), приводящие в движение механизмы подготовки и транспортировки топлива, мельницы, грохоты, дробилки, конвейеры. Обширно хозяйство тягодутьевых механизмов (дымососов, вентиляторов), различных компрессоров, насосов, используемых в системах водоснабжения, смазки и других устройств технологического обеспечения. Следует отметить также приводные устройства клапанов задвижек, заслонок, подъемно-транспортной техники.

Аналогичное оборудование применяется и на гидроэлектростанциях (ГЭС), хотя и в существенно меньших масштабах, так как на ГЭС, очевидно, нет необходимости в комплексе, отвечающем за подготовку топлива.

Большая часть МСН относится к устройствам высокой ответственности, остановка которых может привести к повреждениям и авариям основного оборудования, производящего энергию, т.е. турбо- и гидрогенераторов. В первую очередь к этой группе относятся питательные и *бустерные* насосы, тягодутьевые механизмы. Например, прекращение

подачи воды в котел ТЭС требует принятия практически немедленных мер к снижению его нагрузки, а в дальнейшем — к останову.

При остановке дутьевых вентиляторов или дымососов ТЭС требуется снижение производительности котлов. К ответственному оборудованию, непосредственно влияющему на работу блоков ТЭС, относятся также конденсатные, циркуляционные и сетевые насосы, мельницы, вентиляторы, насосы смазки и системы охлаждения генераторов, трансформаторов, приводы задвижек и другие устройства.

К условно «неответственным» механизмам относятся такие, прекращение работы которых не приводит к существенному изменению нагрузки основного оборудования, однако основное оборудование ТЭС и ГЭС, а также вспомогательные устройства жестко связаны в едином технологическом цикле. Нарушения работы большинства МСН оказывают воздействие на работу основного оборудования. Взаимосвязь между работой основного оборудования и МСН обеспечивается действием устройств регулирования, реализуемым при сложном характере управления приводными двигателями.

Основным видом привода для МСН служат электродвигатели, главным образом асинхронные с короткозамкнутой обмоткой ротора. Относительно небольшую зону занимают синхронные двигатели, а для некоторых механизмов, в том числе и резервных, применяют и двигатели постоянного тока.

Система питания асинхронных двигателей (АД) включает в себя источники электроснабжения, распределительные устройства (РУ) и сети 6,3—10,5 кВ, понижающие трансформаторы, РУ и сети 0,4 кВ, выпрямительные установки, сети постоянного тока.

Применяемые АД для привода ответственных МСН энергоблоков ТЭС мощностью от 200 до 8000 кВт частотой вращения (300—3000) 1/мин напряжением 6 кВ устанавливаются непосредственно на площадке ТЭС, а напряжением 10 кВ — на удаленных объектах (например, на береговых насосных станциях). По мере развития регулируемого по частоте вращения привода находят применение и двигатели с фазным ротором, в которых обмотка ротора не короткозамкнутая типа «беличьей клетки», а сходна с трехфазной обмоткой статора. Такие двигатели применяются для привода мельниц-вентиляторов и тягодутьевых механизмов.

До недавнего времени комплектация МСН осуществлялась АД общепромышленного назначения. Частые пуски, необходимость регулирования частоты вращения, определяемой режимом нагрузки ТЭС, повышенные моменты инерции многих механизмов потребовали создания новых вариантов двигателей и качественно иных типов приводов, предназначенных для эксплуатации в условиях электростанций. Работа значительного числа энергоблоков при меняющихся и неполных нагрузках, т.е. существенное возрастание доли времени работы станций в регулировании нагрузки приводят к необходимости внедрения регулируемого электро-

привода МСН. Применение двухскоростных АД, нередко используемых на станциях, не дает полного решения проблемы.

Частые пуски АД и переключения схем обмоток статоров с целью изменения числа их полюсов снижают уровень надежности как самих приводных двигателей, так и коммутирующей аппаратуры, рассчитанной на ограниченное число прямых пусков.

Регулируемый электропривод представляет собой комплексную систему, состоящую из АД, преобразователя частоты (ПЧ) напряжения и управляющих цепей автоматического управления режимами.

Такой привод получил название частотно-регулируемого, где для различных ПЧ используются тиристорные и транзисторные полупроводниковые ключи. Во всем диапазоне нагрузок КПД преобразователя частоты с асинхронными двигателями весьма высок (96—99 %).

Применение этого типа привода позволяет существенно снизить энергопотребление МСН, улучшить условия их эксплуатации, увеличить надежность, снизить расходы на ремонт, облегчить условия весьма тяжелых пусков мощных механизмов. Расчеты и исследования показывают, что эффективность применения регулируемых приводов переменного тока дает экономию энергии в 8—14 %, а также уменьшает удельный расход топлива на ТЭС.

Опыт практического использования частотно-регулируемого привода представляется весьма перспективным при небольших сроках окупаемости и масштабы его применения будут возрастать, особенно с интенсивным внедрением новых элементов силовой полупроводниковой техники, унифицированных систем управления, защиты и диагностики с использованием микропроцессорной техники, а также новых высоконадежных синхронных вентильно-реактивных двигателей.

Контрольные вопросы

1. В чем состоит принцип обратимости электрических машин?
2. Опишите конструкцию синхронной машины (СМ).
3. Каково чередование полюсов СМ?
4. От чего зависит частота генерируемого напряжения СМ? Назовите частоты вращения СМ в Европе и США.
5. Объясните принцип действия СМ.
6. Что такое угловая частота вращения синхронных генераторов?
7. Объясните особенности способов охлаждения turbo- и гидрогенераторов.
8. Охарактеризуйте задачи и структуру систем возбуждения СМ.
9. Изобразите характеристики СГ, работающих на автономную нагрузку.
10. Как правильно включить СГ на параллельную работу с сетью?
11. Что означает статическая устойчивость СГ?
12. В чем назначение синхронных компенсаторов?
13. Каковы преимущества и особенности АСТГ?
14. Классифицируйте типы асинхронных двигателей (АД) в системе механизмов собственных нужд (МСН).
15. В чем достоинства электропривода, питаемого от преобразователей частоты (ПЧ)?

Литература для самостоятельного изучения

- 7.1. **Токарев Б.Ф.** Электрические машины. Т. 1, 2: учеб. пособие для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1990.
- 7.2. **Иванов-Смоленский А.В.** Электрические машины. Т. 1, 2: учебник для вузов. М.: Издательский дом МЭИ, 2006.
- 7.3. **Бурман А.П., Розанов Ю.К., Шакарян Ю.Г.** Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем: учеб. пособие для вузов. М.: Издательский дом МЭИ, 2012.

ТРАНСФОРМАТОРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Содержание

- 8.1. Общие вопросы
- 8.2. Принцип работы и устройство трансформатора
- 8.3. Автотрансформаторы
- 8.4. Конструкция трансформатора
- 8.5. Изоляция в трансформаторах
- 8.6. Потери и коэффициент полезного действия трансформатора
- 8.7. Обозначение типов трансформаторов
- 8.8. Измерительные трансформаторы
- 8.9. Современное состояние, тенденции развития трансформаторостроения
- 8.10. Реакторы
- Контрольные вопросы
- Литература для самостоятельного изучения

8.1. Общие вопросы

Для связи с энергосистемой и потребителями, а также для питания собственных потребителей станции (собственных нужд) на электрических станциях и подстанциях устанавливают повышающие и понижающие трансформаторы. В связи с тем что в сетях энергосистем существует несколько ступеней трансформации, количество трансформаторов и их мощность в несколько раз превышают число и установленную мощность генераторов. Следует заметить, что на каждый установленный киловатт генераторной мощности приходится 7—8 кВ · А трансформаторной мощности, а на вновь вводимый — до 12—15 кВ · А.

На крупных электростанциях для связи двух высших напряжений, как правило, применяются автотрансформаторы, обладающие существенными технико-экономическими преимуществами в сравнении с обычными трансформаторами. Стоимость автотрансформатора, потери энергии при эксплуатации значительно ниже, чем у обычных трансформаторов той же мощности.

На подстанциях 35—750 кВ энергосистем России работает около 2500 силовых трансформаторов и автотрансформаторов общей мощностью более 580 тыс. МВ · А, что почти втрое больше установленной мощности электростанций.

Таблица 8.1

Распределение трансформаторов и автотрансформаторов по классам напряжения и их доля в общей мощности

Класс напряжения, кВ	Доля общей мощности, %
110	7
220	36
330	12,5
500	37
750	6
1150	1,5

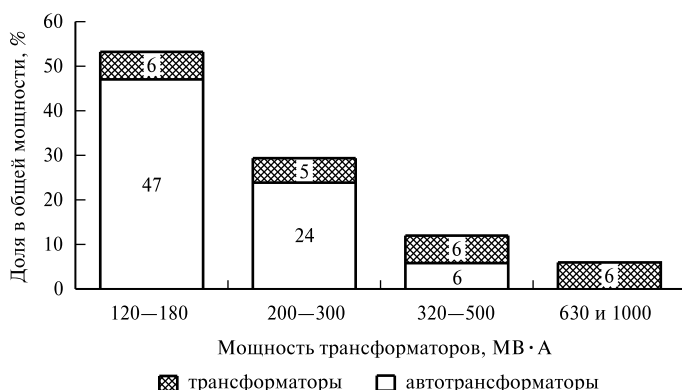


Рис. 8.1. Распределение мощности трансформаторов и автотрансформаторов

Распределение трансформаторов и автотрансформаторов мощностью 120 МВ · А и более по классам напряжения и их доля в общей мощности представлены в табл. 8.1 и на рис. 8.1.

Напряжение 1150 кВ отечественных трансформаторов является наивысшим в мире.

8.2. Принцип работы и устройство трансформатора

В трансформаторе передача электрической энергии из первичной обмотки во вторичную осуществляется, как и во всех электрических машинах, посредством магнитного потока Φ , который является переменным, т.е. изменяющимся во времени.

В основе работы трансформатора лежит явление электромагнитной индукции, в соответствии с которым значение электродвижущей силы (ЭДС), наведенной в контуре, пропорционально скорости изменения потока Φ , пронизывающего этот контур. Если в контуре имеется несколько последовательно соединенных витков w , то наведенная в катушке ЭДС будет в w раз больше.

Рис. 8.2. Электромагнитная система однофазного двухобмоточного трансформатора:

1 — первичная обмотка; 2 — вторичная обмотка; 3, 4, 5 — магнитопровод: 4 — стержень магнитопровода; 3, 5 — ярма магнитопровода

Принцип работы трансформатора рассмотрим на примере простейшего однофазного двухобмоточного трансформатора, электромагнитная система которого представлена на рис. 8.2.

Трансформатор состоит из замкнутого магнитопровода 3 и двух обмоток с числом витков w_1 и w_2 .

Обмотки трансформатора служат для создания магнитного поля, посредством которого осуществляется передача электрической энергии и обеспечивается наведение в обмотках ЭДС, требуемой по условиям эксплуатации. Обмотки выполняют из медных или алюминиевых изолированных проводов круглого или прямоугольного сечения.

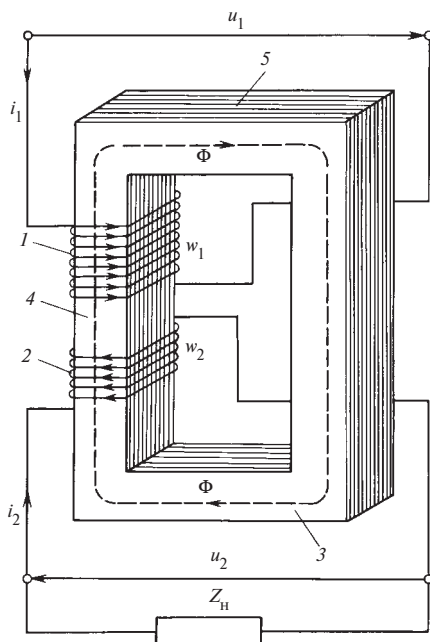
Обмотку w_1 трансформатора, к которой подводится электрическая энергия (напряжение u_1), называют *первичной*, а обмотку w_2 , от которой энергия отводится (напряжение u_2), — *вторичной*.

Магнитопровод трансформатора служит для усиления магнитной связи между обмотками и является конструктивным основанием (остовом) для установки и крепления обмоток, отводов и других деталей трансформатора (рис. 8.3).

Магнитопровод набирают из изолированных листов специальной электротехнической стали с относительным содержанием кремния до 5 %. Толщину листов выбирают из условий получения приемлемого уровня потерь от индуцированных в них вихревых токов при заданной частоте питающего трансформатор источника переменного тока и технологических условий при производстве магнитопровода. При частоте 50 Гц в современных силовых трансформаторах толщина листов равна 0,27—0,35 мм.

Часть магнитопровода, на которой располагается обмотка, называют *стержнем*, а часть магнитопровода, замыкающая стержни, на которых не располагаются обмотки, называется *ярмом*.

Если первичную обмотку трансформатора при разомкнутой вторичной включить в сеть переменного тока с напряжением u_1 , то по ней потечет ток $i_1 = i_0$, называемый током холостого хода. Обусловленная током i_0 магнитодвижущая сила (МДС) первичной обмотки $i_0 w_1$ создает в магни-



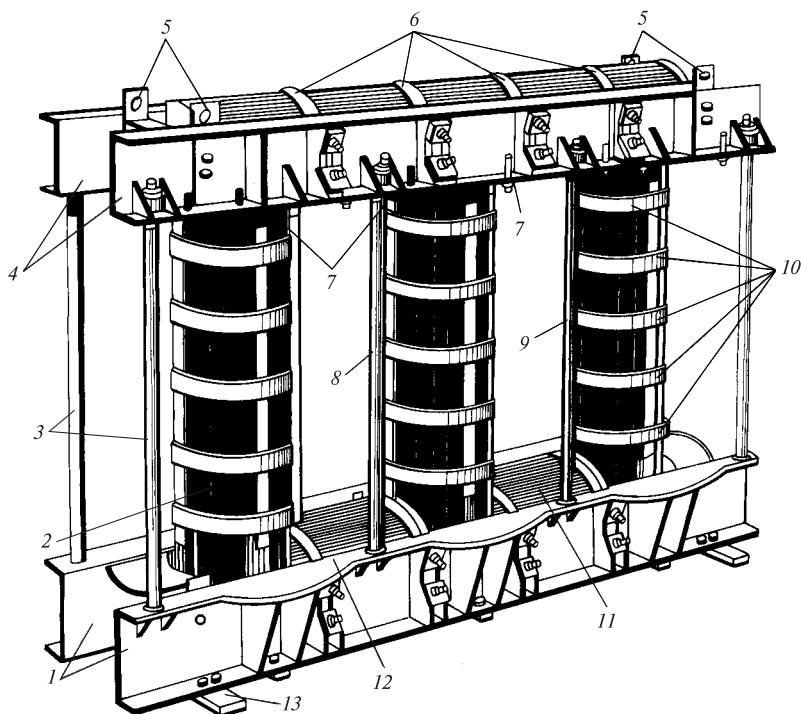


Рис. 8.3. Остов трансформатора с прессующими шпильками:

1, 4 — нижние и верхние ярмовые балки; 2 — стержень магнитопровода; 3 — связующие шпильки с бумажно-бакелитовыми трубками на крайних стержнях; 5 — подъемные планки; 6 — полубандажи; 7 — винты для подпрессовки обмоток; 8, 9 — стягивающие шпильки между стержнями; 10 — стеклобандаж; 11 — нижнее ядро; 12 — фасонные полки для опоры обмоток; 13 — стальные опорные пластины

топроводе трансформатора переменный магнитный поток Φ , который почти полностью, за исключением некоторого рассеяния, сцеплен со всеми витками первичной и вторичной обмоток. Магнитный поток Φ в соответствии с законом электромагнитной индукции наведет в первичной обмотке ЭДС самоиндукции e_1 , значение которой пропорционально числу витков w_1 , а во вторичной обмотке — ЭДС e_2 , пропорциональную числу витков w_2 .

Отношение индуцированных в первичной и вторичной обмотках ЭДС, равное отношению чисел витков этих обмоток, называют коэффициентом трансформации $K = e_1/e_2 = w_1/w_2$.

Таким образом, подбирая число витков обмоток, можно при заданном напряжении u_1 , которое примерно равно ЭДС e_1 , получить требуемое выходное напряжение трансформатора $u_2 = e_2$.

Если $u_1 > u_2$ ($w_1 > w_2$), т.е. $K > 1$, трансформатор называют *понижающим*, а при $u_1 < u_2$ ($w_1 < w_2$) — *повышающим*.

При подключении вторичной обмотки к сопротивлению нагрузки Z_n по ней потечет переменный ток i_2 . При этом в первичной обмотке возникнет ток i_1 , который поддерживает магнитный поток постоянным. Вследствие этого обеспечивается равновесие между ЭДС e_1 , наведенной в первичной обмотке, и напряжением в сети u_1 .

Таким образом, при нагрузке трансформатора магнитный поток создается совместным действием магнитодвижущих сил первичной и вторичной обмоток.

При замкнутом магнитопроводе, собранном из пластин электротехнической стали, обладающей небольшим магнитным сопротивлением, МДС первичной обмотки $i_1 w_1$ (при разомкнутой вторичной обмотке) составляет 0,2—3,0 % МДС обмоток при номинальной нагрузке, поэтому можно принять, что $i_1 w_1 \approx i_2 w_2$. Следовательно, токи, протекающие в первичной и вторичной обмотках, обратно пропорциональны отношению чисел их витков $i_1 / i_2 = w_2 / w_1$.

Для силовых трансформаторов установлены стандартные обозначения (маркировка) начал и концов (выводов) обмоток.

В однофазном трансформаторе начало и конец обмотки высшего напряжения (ВН) обозначается соответственно прописными буквами A и X , а обмотки низшего напряжения (НН) — строчными латинскими буквами a и x . При наличии третьей обмотки с промежуточным (средним) напряжением (СН) начало и конец обмотки обозначают соответственно A_m и X_m .

В трехфазном трансформаторе начала и концы обмоток ВН обозначаются соответственно A, B, C и X, Y, Z и т.д.

В трехфазных трансформаторах обмотки могут быть соединены по схемам «звезда», «треугольник» или «зигзаг», которые соответственно обозначают русскими буквами Y и Δ и латинской Z . При выводе от нейтрали (общей точки обмоток фаз) у схемы «звезда» или «зигзаг» отвода (ответвления) его обозначают 0, добавляя к буквенным обозначениям схем соединения обмоток индекс «н» (Y_n).

Схемы соединения трехфазного трансформатора обозначаются в виде дроби, в числителе которой ставят обозначение схемы соединения обмотки ВН, а в знаменателе — НН; например, для трансформатора с обмоткой ВН, соединенной по схеме «треугольник», а НН — в «звезду» с выведенной нейтралью, обозначение имеет вид Δ/Y_n .

При параллельной работе трансформаторов кроме схем соединения необходимо знать взаимное направление ЭДС в обмотках ВН и НН. Если две обмотки 1 и 2 размещены на одном и том же стержне и пронизываются одним и тем же потоком Φ , то при одинаковом направлении намотки и обозначении выводов (концов) (рис. 8.4, а) наведенные ЭДС одинаково направлены (от концов к началам) и, следовательно, совпадают по фазе.

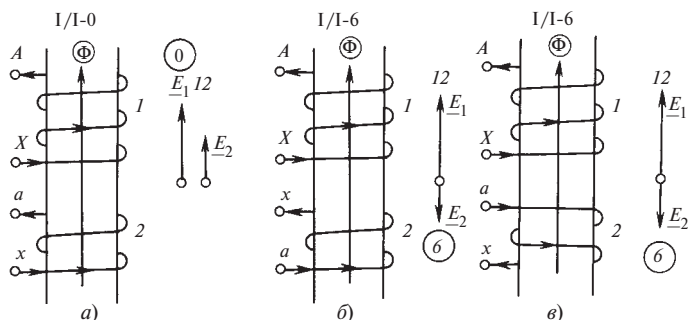


Рис. 8.4. Группа соединения однофазных трансформаторов:

$a - 0$; $б, в - 6$

Для характеристики сдвига фаз линейных ЭДС обмоток ВН и НН введено понятие *группы соединения обмоток трансформатора*.

Группа соединения обозначается целым числом, которое получено от деления на 30° угла сдвига между линейными ЭДС на одноименных выводах обмоток ВН и НН трансформатора, причем отсчет угла производится от вектора ЭДС обмотки ВН по направлению движения часовой стрелки.

На рис. 8.4, a сдвиг между ЭДС E_1 и E_2 обмоток AX и ax равен нулю, поэтому группа соединения обмоток обозначается как $I/I-0$, где «I» говорит об однофазном варианте трансформатора, при этом ЭДС высшего напряжения E_1 ассоциируется с минутной стрелкой часов и условно направляется на циферблате часов на цифру 12. Часовая стрелка часов представляет собой ЭДС низшего напряжения E_2 и обозначает группу соединения.

Фазовый сдвиг между фазными ЭДС обмоток ВН и НН зависит как от обозначения выводов, так и от направления намотки. При размещении обмоток на одном стержне этот сдвиг может быть равным либо 0, либо 180° .

На рис. 8.4, $б, в$ при изменении обозначений концов обмотки НН (рис. 8.4, $б$) или изменении направления намотки обмотки НН (рис. 8.4, $в$) ЭДС E_2 поворачивается на угол 180° , что дает группу соединения $I/I-6$.

В трехфазных трансформаторах схемы соединения Y, D, Z могут образовывать 12 различных групп со сдвигом фаз линейных ЭДС через 30° .

На рис. 8.5 для примера приведены схема соединения обмоток Y/Y и соответствующая векторная диаграмма для нулевой группы, которая обозначается $Y/Y-0$ (рис. 8.5, a), а также векторная диаграмма для одиннадцатой группы при соединении обмоток Y/D (обозначение $Y/D-11$) (рис. 8.5, $б$).

Из всех возможных групп соединения трехфазных двухобмоточных трансформаторов стандартизировано только две группы: 0 и 11 — с выво-

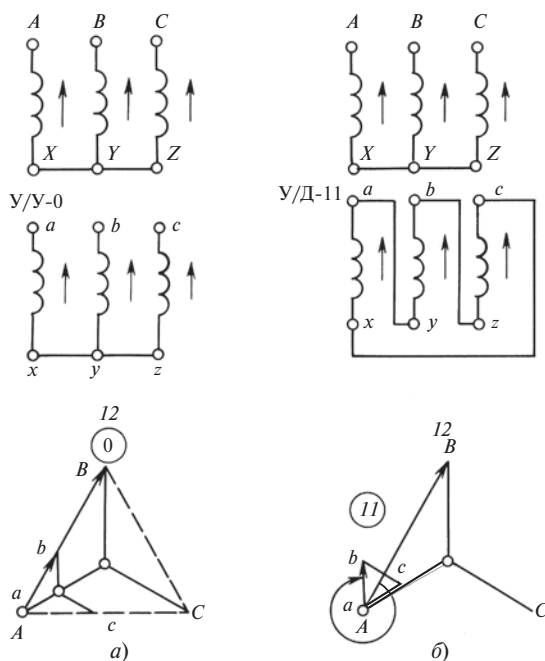


Рис. 8.5. Группы соединений обмоток трехфазных трансформаторов:
 а — Y/Y = 0; б) — Y/Δ = 11

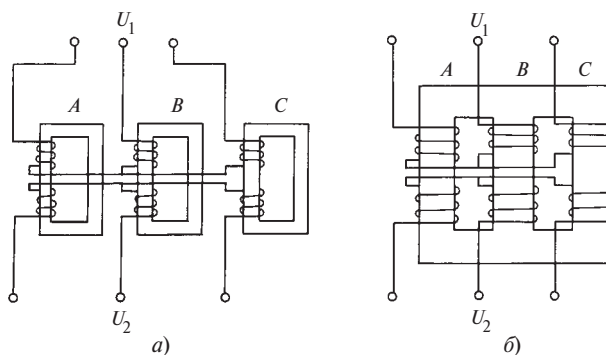


Рис. 8.6. Трансформация токов трехфазной системы:
 а — группа однофазных трансформаторов; б — трехфазный трансформатор

дом в случае необходимости нулевой точки «звезды» или «зигзага», а для однофазных трансформаторов — только с соединением I/I-0.

Для трансформации тока и напряжения трехфазной системы применяют или три однофазных трансформатора (рис. 8.6, а), или один трехфазный (рис. 8.6, б) трансформатор, в котором общий для трех фаз магнитопровод может быть образован из трех однофазных.

В самом деле, если три однофазных трансформатора расположить, как показано на рис. 8.7, *а*, то стержни магнитопроводов, на которых не размещены обмотки, можно конструктивно объединить в один. Учитывая, что в трехфазной системе сумма фазных токов $\underline{I}_A + \underline{I}_B + \underline{I}_C = 0$, а следовательно, и сумма потоков равна нулю, то надобность в объединенном стержне вообще отпадает. Полученный таким образом магнитопровод (рис. 8.7, *б*) является пространственным трехфазным. В реальных конструкциях используют магнитопровод, называемый плоским стержневым трехфазным; он образуется, если у пространственного магнитопровода убрать ярма фазы *В* и все три стержня расположить в одной плоскости (рис. 8.7, *в*).

Трехфазные трансформаторы с плоскими стержневыми магнитопроводами получили наибольшее распространение, а свойственная им магнитная несимметрия фаз существенного значения при эксплуатации не имеет.

На рис. 8.8 представлена конструкция пространственного ленточного магнитопровода, состоящего из трех овальных секций, имеющих фасонную

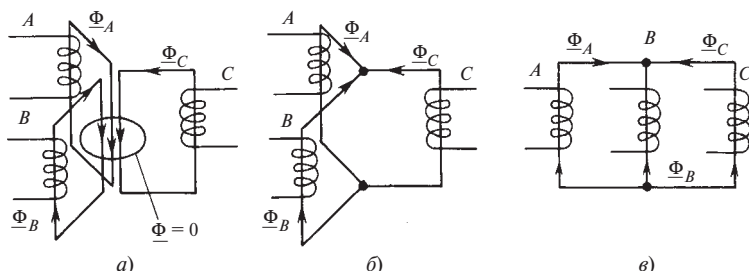


Рис. 8.7. Образование пространственного (*а*, *б*) и плоского (*в*) трехфазных магнитопроводов из трех однофазных

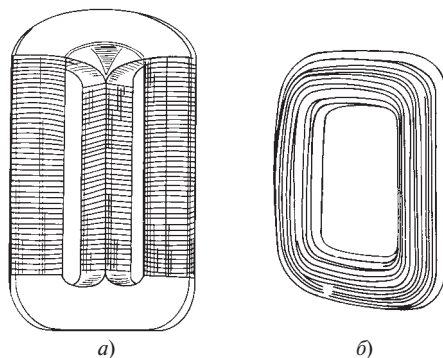


Рис. 8.8. Пространственный ленточный магнитопровод:
а — магнитопровод в сборе; *б* — секция магнитопровода

форму сечения и навитых из ленты холоднокатаной стали переменной ширины при безотходном раскрое стали и высоком коэффициенте заполнения сечения стержня активной сталью. Обмотки наматываются после сборки системы непосредственно на стержни на специальном стенде.

8.3. Автотрансформаторы

Для передачи электрической энергии с незначительным изменением напряжения и тока применяются автотрансформаторы, у которых, в отличие от обычного трансформатора, обмотки имеют не только магнитные, но и электрические связи. Автотрансформатор, как и трансформатор, может быть понижающим или повышающим (рис. 8.9).

Электромагнитная (расчетная) мощность автотрансформатора меньше расчетной мощности двухобмоточного трансформатора вследствие того, что часть мощности передается во вторичную сеть за счет непосредственной электрической связи обмоток.

За счет уменьшения массы металла обмоток и стали магнитопровода КПД автотрансформатора выше по сравнению с трансформатором такой же номинальной мощности.

К числу недостатков автотрансформаторов, ограничивающих их применение, относится усложнение их релейной защиты и регулирования напряжения, а также повышенная опасность атмосферных перенапряжений из-за электрической связи обмоток. Автотрансформатор имеет, кроме того, повышенные токи короткого замыкания.

Автотрансформаторы используются для соединения электрических сетей высокого напряжения, пуска двигателей переменного тока большой мощности и т.д.

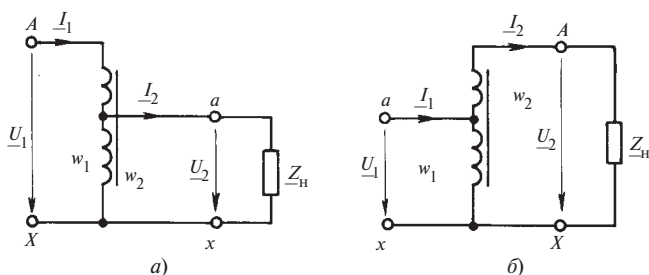


Рис. 8.9. Однофазные понижающий (а) и повышающий (б) автотрансформаторы

8.4. Конструкция трансформатора

Трансформатор кроме *активной части* — магнитопровода и обмоток — включает и конструктивную часть (рис. 8.10).

В мощных силовых трансформаторах в качестве обмоток низшего напряжения в основном применяют *винтовые обмотки* (рис. 8.11). Они могут иметь от 4 до 20 (и более) параллельных проводов.

В качестве обмоток высшего и низшего напряжения широко используются *непрерывные катушечные обмотки* ввиду их большой механической прочности и надежности (рис. 8.12).

В тех случаях, когда затруднительно выполнить обмотку непрерывной (по условиям сборки или изоляции обмоток), применяется дисковая обмотка, собираемая из комплекта отдельно намотанных двойных кату-

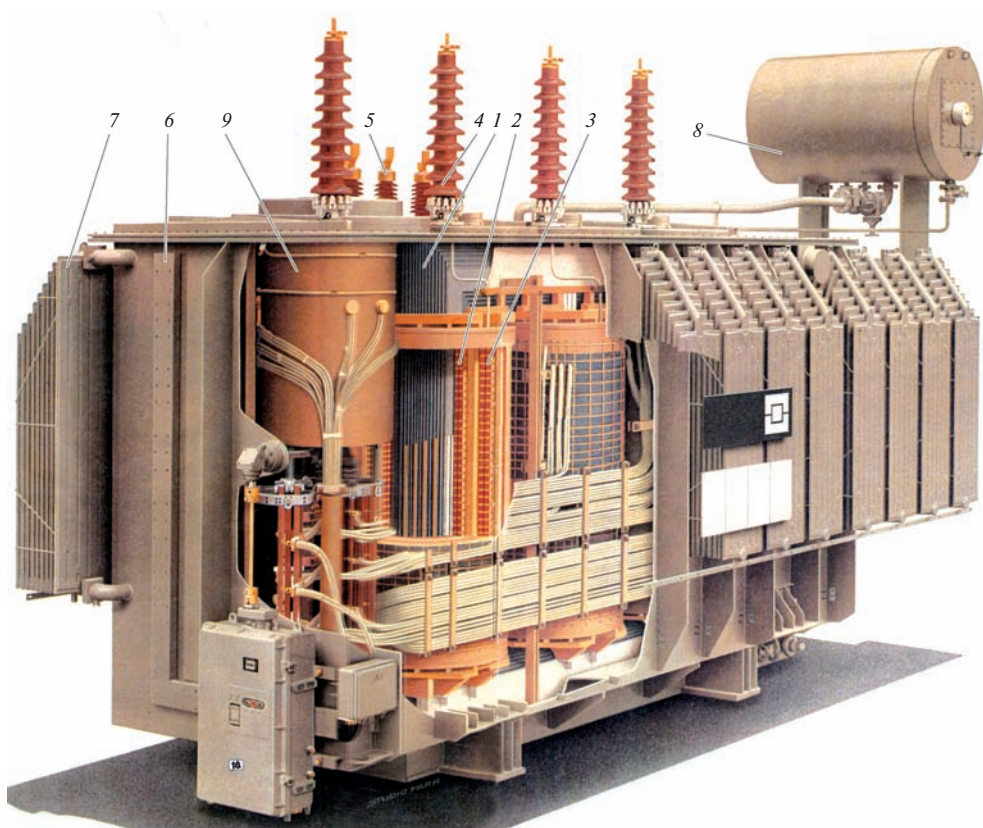


Рис. 8.10. Трехфазный трансформатор:

1 — магнитопровод; 2 — обмотка низшего напряжения (НН); 3 — обмотка высшего напряжения (ВН); 4 — ввод ВН; 5 — ввод НН; 6 — бак; 7 — радиаторы; 8 — расширитель; 9 — переключатель обмотки ВН

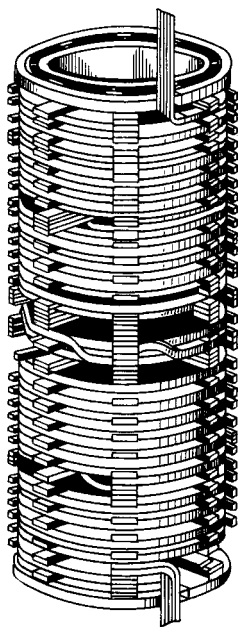
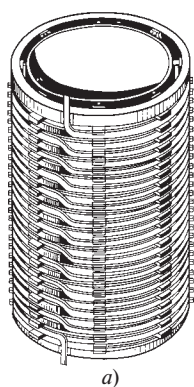
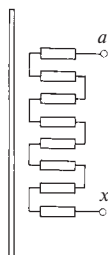


Рис. 8.11. Винтовая обмотка



а)



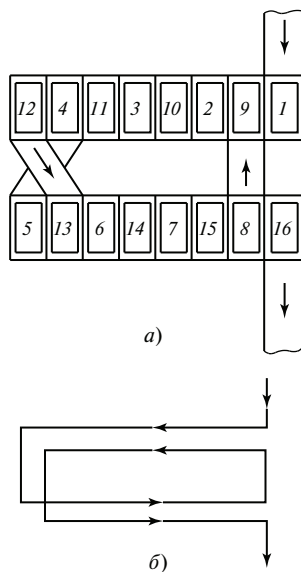
б)



в)

Рис. 8.12. Непрерывная обмотка:

а — общий вид; б, в — расположение концов непрерывной обмотки при четном числе катушек



а)

б)

Рис. 8.13. Расположение витков в паре соседних катушек переплетенной обмотки (а) и направление тока в витках (б)

шек. Обмотку выполняют дисковой, если ее катушки имеют дополнительную изоляцию для всех витков катушки.

В трансформаторах классов напряжения 150 кВ и выше применяют *переплетенные обмотки*. Схема соединения витков переплетенной обмотки представлена на рис. 8.13. В процессе намотки обеспечивается переплетение витков соседних катушек, что приводит к равномерному емкостному распределению напряжения.

Соединение различных частей обмоток между собой, с вводами и переключателями называют *отводами* трансформатора.

При работе трансформатора, а также при испытаниях отдельные части (обмотки, отводы и др.) находятся под высоким напряжением относительно магнитопровода, бака, крышки и других заземленных частей. При этом должна быть обеспечена электрическая прочность всей конструкции трансформатора. Изоляционные детали выполняют из различных твердых электроизолирующих материалов — электроизоляционного картона, бумаги, дерева и т.п. Кроме того, для изоляции большинства силовых трансформаторов используются жидкие электроизоляционные материалы, главным образом трансформаторное (минеральное) масло.

При эксплуатации трансформаторов возникает необходимость изменения их коэффициента трансформации — *регулирования напряжения*, которое обеспечивается либо при отключенном от сети трансформаторе, осуществляемом переключением без возбуждения (ПБВ) для подсоединения к различным отпайкам обмотки, либо регулированием под нагрузкой (РПН), которое осуществляется при помощи специальной аппаратуры, состоящей из переключателя (избирателя отпайки), контактора, приводного механизма и других элементов (для отсоединения и присоединения выбранной отпайки при номинальном токе обмотки). Устройство для регулирования напряжения представляет собой самостоятельный конструктивный узел, устанавливаемый на трансформаторе. Для присоединения обмоток к сети служат *вводы*, состоящие из токоведущей части, фарфоровой оболочки и опорного фланца. Вводы устанавливаются на крышке или стенке бака. При этом нижняя их часть находится внутри бака трансформатора в масле, а верхняя — вне бака в воздухе.

Активная часть с отводами и переключающим устройством помещается в *бак*, служащий резервуаром для трансформаторного масла. Крышку бака используют для установки вводов, крепления *расширителя*, термометров, переключающего устройства (ПБВ) и других конструктивных деталей. *Расширитель* служит для компенсации колебаний уровня масла при всех возможных в эксплуатации колебаниях температуры и предохраняет масло в баке от непосредственного соприкосновения с окружающим воздухом.

На стенке бака укрепляют охлаждающие устройства трансформатора — *радиаторы* или *охладители*, контакторы устройства регулирования напряжения под нагрузкой и т.п. В некоторых конструкциях радиаторы устанавливают на отдельном фундаменте рядом с трансформатором.

8.5. Изоляция в трансформаторах

Изоляция в трансформаторах определяет срок его службы. Она обеспечивается правильным выбором соответствующих изоляционных промежутков, которые могут выполнять в трансформаторе роль охлаждающих каналов.

Изоляция в трансформаторах должна без повреждений выдерживать электрические, тепловые, механические и другие воздействия, которым она подвергается в процессе эксплуатации.

Трансформатор постоянно находится в процессе эксплуатации во включенном состоянии, и на его изоляцию длительно воздействует электрическое поле, соответствующее номинальному рабочему напряжению. Это воздействие изоляция должна выдерживать неограниченно длительное время.

При работе трансформатора в энергосистеме возможны кратковременные повышения напряжения (перенапряжения), возникающие вследствие нормальных коммутационных процессов в сети (включение и отключение больших мощностей) или процессов аварийного характера, а также импульсные волны перенапряжения, возникающие из-за грозозовых атмосферных разрядов.

Обмотки трансформатора и все его токоведущие части при работе нагреваются. Воздействие высоких температур приводит к старению изоляции, вследствие чего она теряет эластичность, становится хрупкой, снижается ее электрическая прочность. В правильно спроектированном трансформаторе и при правильной эксплуатации изоляция может служить 20—25 лет и более. Теплостойкость изоляции, позволяющая обеспечить безаварийную работу трансформатора, достигается применением изоляционных материалов соответствующего класса, а также конструкцией обмоток и деталей изоляции, обеспечивающей их нормальное охлаждение.

В результате контакта изоляции со средой, охлаждающей обмотку (трансформаторным маслом или другим заполнителем), возможны неблагоприятные воздействия на нее, особенно при наличии в изоляции посторонних примесей, в частности влаги. Поэтому одной из важнейших технологических операций обработки изоляции является вакуумная сушка трансформатора после окончания сборки перед заливкой трансформатора маслом, а также защита от увлажнения при эксплуатации.

Электрическая прочность изоляции — один из основных показателей, определяющих пригодность трансформатора к эксплуатации. Требование электрической прочности состоит в том, что трансформатор должен выдерживать неограниченно длительное воздействие напряжения промышленной частоты и импульсные перенапряжения, которые могут превышать рабочее напряжение в несколько раз.

Проверка электрической прочности изоляции осуществляется в процессе испытаний, включающих, в частности, испытания напряжением промышленной частоты, а также импульсные испытания, имеющие целью проверку прочности в условиях эксплуатации при перенапряжениях, вызываемых атмосферными перенапряжениями. (Нормы и методы испытаний, формы и амплитуды испытательных напряжений устанавливаются соответствующими стандартами.)

Трансформаторы классов напряжения 150 кВ и выше проходят испытания при длительных (0,5—1 ч) приложениях напряжения промышленной частоты (1,3—1,5 номинального напряжения) при одновременном измерении уровня частичных разрядов в изоляции. Эти испытания имеют целью выявить частичные повреждения в изоляции, которые могут возникнуть в процессе испытаний, а также дефекты изоляции, которые не выявлены при испытании напряжением промышленной частоты.

Уровень перенапряжения на зажимах обмоток трансформатора определяется степенью электрической защиты, осуществляемой разрядниками (или другими видами защиты), а также тем, заземлена или изолирована нейтраль электрической сети, в которой работает трансформатор.

На рис. 8.14 приведена схема защиты трансформатора при воздействии перенапряжения атмосферного характера. Для снижения перенапряжения трансформатор защищают разрядниками P , которые пробиваются при напряжении U_m . Таким образом, если до разрядника волна имеет большую амплитуду U_{m0} , то после разрядника напряжение, достигающее обмотки трансформатора, оказывается сниженным до U_m .

Перенапряжения распространяются вдоль линии электропередачи со скоростью, близкой к скорости света. Воздействие волны перенапряжения

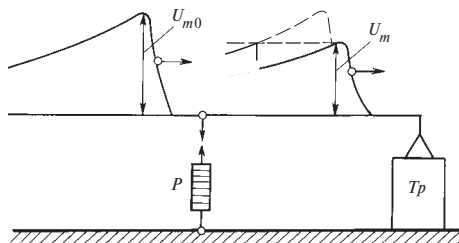


Рис. 8.14. Воздействие на трансформатор волны перенапряжения

может быть представлено как колебательный процесс весьма высокой частоты. В этом случае можно считать, что токи не протекают по виткам катушки вследствие их большого индуктивного сопротивления. Ток протекает только по емкостным сопротивлениям, обусловленным емкостными связями между элементами обмоток (продольные емкости C'_d) и между элементами обмоток и заземленными частями (поперечные емкости C'_q) (рис. 8.15). Следовательно, в первый момент для набегающей волны трансформатор является некоторой емкостью, называемой входной.

При переходе волны напряжения из цепи с меньшим волновым сопротивлением (линия) в цепь с большим сопротивлением (трансформатор) напряжение на зажимах трансформатора увеличивается и в пределе повышается до двукратного значения $2U_m$ ее амплитуды. При заземленном конце X обмотки ($U_X = 0$) начальное распределение напряжения (при $t = 0$) весьма неравномерно. Конечное распределение напряжения (при $t = \infty$) в этом случае будет линейным.

Процесс проникновения волны в обмотку представляет собой переходный процесс от начального распределения к конечному (при $t = \infty$) и носит колебательный характер. Колебания постепенно затухают вследствие потерь в активных сопротивлениях. На рис. 8.16 показаны огибающие максимальных напряжений, возникающих в процессе колебаний в различных элементах по длине обмотки.

Вследствие колебательного процесса потенциалы отдельных точек обмотки могут оказаться больше амплитуды волны; перенапряжения вдоль обмотки (между соседними катушками и витками) могут значительно превышать рабочее напряжение.

Для защиты трансформатора от перенапряжений необходимо не допускать воздействий на него напряжений с амплитудой, превышающей значение, установленное для данного класса напряжения обмотки. Это условие обеспечивается правильным выбором трассы линий электропередач, исключаяющей районы, особо подверженные грозам, а также защитой трансформаторных подстанций заземленными тросами и разрядниками. Одним из мероприятий для выравнивания начального распределения напряжения и сближения его с конечным является применение емкостных

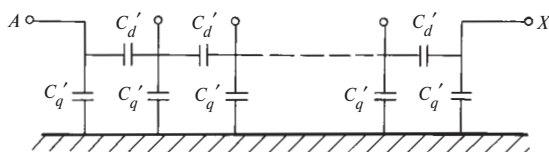


Рис. 8.15. Емкостная цепь обмотки

колец — электростатических экранов в виде разомкнутых шайбообразных колец.

В современных трансформаторах для защиты обмоток от импульсных перенапряжений используют в сочетании с емкостными кольцами переплетенные катушечные обмотки. Переплетением проводов соседних витков и катушек достигается увеличение продольной емкости C_d' , что приводит к равномерному начальному распределению напряжения.

Для напряжения 110 кВ и выше может быть использована многослойная цилиндрическая экранированная обмотка, схематически показанная на рис. 8.17.

Для выравнивания начального распределения напряжения вдоль обмотки применяют электростатические экраны, которые размещают у начального A и нейтрального X концов обмотки (см. рис. 8.17) (благодаря большой поверхности слоев и близкому их расположению емкости между слоями больше, чем емкость на землю). Начальное распределение напряжения в этом случае получается близким к конечному.

Главная изоляция силовых масляных трансформаторов (изоляция между обмотками разных напряжений и между обмотками и заземленными частями) имеет следующее исполнение:

1) маслобумажная барьерная изоляция, образующаяся при пропитке трансформаторным маслом бумажной изоляции обмоток и электроизоляционного картона и заполнении маслом изоляционных промежутков между элементами обмоток, остовом и баком;

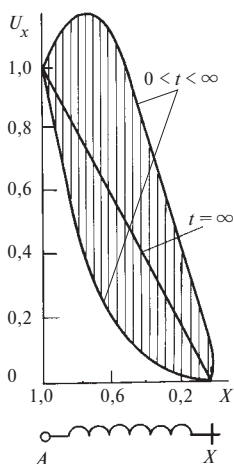


Рис. 8.16. Распределение напряжения вдоль обмотки с заземленным концом в переходном режиме

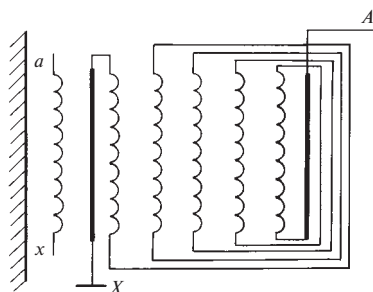


Рис. 8.17. Схема соединения многослойной экранированной обмотки

2) бумажно-масляная, состоящая из бумаги, пропитанной маслом, которая является одним из перспективных видов изоляции, так как дает возможность значительно сократить изоляционные расстояния, что позволяет в итоге уменьшить массу и габариты активной части и трансформатора в целом (однако процесс изготовления обмоток с бумажно-масляной изоляцией значительно сложнее).

8.6. Потери и коэффициент полезного действия трансформатора

Важной величиной, характеризующей экономичность работы трансформатора, является коэффициент полезного действия (КПД), равный отношению активной мощности, отдаваемой трансформатором во вторичную сеть P_2 , к активной мощности P_1 , потребляемой из сети:

$$\eta = P_2 / P_1.$$

Первичная активная мощность определяется суммой, которая включает активную мощность P_2 , магнитные потери P_m (потери в стали), электрические потери в первичной и вторичной обмотках P_{31} , P_{32} :

$$P_1 = P_2 + P_m + P_{31} + P_{32}.$$

В современных силовых трансформаторах КПД достигает 0,98—0,995, причем максимальные значения КПД получаются при $(0,45—0,65)P_{2\text{ном}}$. Такая нагрузка обычно соответствует средней нагрузке при эксплуатации трансформатора. Отметим, что в диапазоне нагрузок $(0,4—1,5)P_{2\text{ном}}$ КПД трансформатора изменяется относительно мало.

8.7. Обозначение типов трансформаторов

Буквенная часть условного обозначения содержит обозначения в следующем порядке:

А — автотрансформатор;

О или Т — одно- или трехфазный трансформатор;

Э — трансформатор для дуговых сталеплавильных печей;

Р — расщепленная обмотка НН.

Условное обозначение видов охлаждения:

а) масляные трансформаторы:

М — естественная циркуляция воздуха и масла;

Д — принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла;

МЦ — естественная циркуляция воздуха и принудительная циркуляция масла с ненаправленным потоком масла;

НМЦ — естественная циркуляция воздуха и принудительная циркуляция масла с направленным потоком масла;

ДЦ — принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла;

НДЦ — принудительная циркуляция воздуха и масла с направленным потоком масла;

Ц — принудительная циркуляция воды и масла и ненаправленным потоком масла (в охладителях вода движется по трубам, а масло — в межтрубном пространстве, разделенном перегородками);

НЦ — принудительная циркуляция воды и масла с направленным потоком масла;

б) трансформаторы с жидким негорючим диэлектриком:

Н — естественное охлаждение негорючим жидким диэлектриком;

НД — охлаждение негорючим жидким диэлектриком с принудительной циркуляцией воздуха;

ННД — охлаждение негорючим жидким диэлектриком с принудительной циркуляцией воздуха и направленным потоком жидкого диэлектрика;

в) сухие трансформаторы:

С — естественное воздушное при открытом исполнении;

СЗ — естественное воздушное при защищенном исполнении;

СГ — естественное воздушное при герметичном исполнении;

СД — воздушное с принудительной циркуляцией воздуха;

З — исполнение трансформатора с естественным масляным охлаждением или с охлаждением негорючим жидким диэлектриком с защитой при помощи азотной подушки без расширителя;

Т — трехобмоточный трансформатор;

Н — трансформатор с РПН (с регулированием напряжения под нагрузкой);

С — исполнение трансформатора для собственных нужд электростанции;

Л — трансформатор с литой изоляцией.

Примеры условных обозначений:

трансформатора трехфазного, сухого, с естественным воздушным охлаждением, при защищенном исполнении, двухобмоточного, мощностью 100 кВ · А, напряжением 10 кВ, исполнения У, категории 3 по ГОСТ 15150—69: ТСЗ-100/10-УЗ;

трансформатора трехфазного, масляного, с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, двухобмоточного, с расщепленной обмоткой НН, регулированием напряжения под нагрузкой, мощностью 32 000 кВ · А, напряжением 110 кВ, исполнения У, категории 1 по ГОСТ 15150—69: ТРДН-32 000/110-У1.

8.8. Измерительные трансформаторы

Измерительные трансформаторы используют главным образом для подключения электроизмерительных приборов к цепи переменного тока высокого напряжения. При этом электроизмерительные приборы оказываются изолированными от цепей высокого напряжения, что обеспечивает безопасность работы обслуживающего персонала. Кроме того, измерительные трансформаторы дают возможность расширять пределы измерения приборов, т.е. измерять большие токи и напряжения с помощью сравнительно несложных приборов, рассчитанных для измерения малых токов и напряжений. В ряде случаев измерительные трансформаторы служат для подключения к цепям высокого напряжения обмоток реле, обеспечивающих защиту электроустановок от аварийных режимов.

Измерительные трансформаторы подразделяют на два типа — *трансформаторы напряжения* (ТН) и *трансформаторы тока* (ТТ). Трансформаторы напряжения служат для включения вольтметров, а также других приборов, реагирующих на значение напряжения (например, катушек напряжения ваттметров, счетчиков, фазометров и различных реле). Вторые — служат для включения амперметров и токовых катушек указанных приборов. Измерительные трансформаторы изготовляют мощностью от пяти до нескольких сотен вольт-ампер; они рассчитаны для совместной работы со стандартными приборами (амперметрами на 1; 2; 2,5 и 5 А, вольтметрами на 100 и $100\sqrt{3}$ В).

Трансформатор напряжения выполняют в виде двухобмоточного *понижающего* трансформатора (рис. 8.18). Для обеспечения безопасности работы обслуживающего персонала вторичную обмотку тщательно изолируют от первичной и заземляют. Условное обозначение ТН такое же, как двухобмоточного трансформатора.

Так как сопротивления обмоток вольтметров и других приборов, подключаемых к ТН, велики, то он практически работает в режиме холостого хода. В этом режиме можно с достаточной степенью точности считать, что

$$U_2 = U_1 / K,$$

где K — коэффициент трансформации, равный w_1 / w_2 .

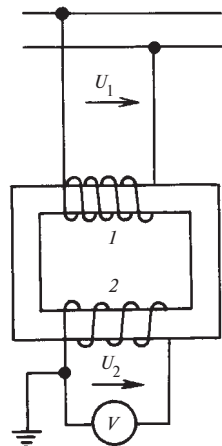


Рис. 8.18. Схема включения трансформатора напряжения:

1 — первичная обмотка; 2 — вторичная обмотка

Поскольку ток холостого хода создает в ТН некоторое падение напряжения, преобразование напряжения происходит с некоторой погрешностью по значению и фазе.

В зависимости от значения допускаемых погрешностей стационарные ТН подразделяют на три класса точности: 0,5; 1 и 3; а лабораторные — на четыре класса: 0,05; 0,1; 0,2 и 0,5. Обозначение класса соответствует значению относительной погрешности по фазе при номинальном напряжении $U_{1 \text{ ном}}$.

Трансформатор тока выполняют в виде двухобмоточного *повышающего* трансформатора (рис. 8.19, а) или в виде проходного трансформатора, у которого первичной обмоткой служит провод, проходящий через окно магнитопровода. В некоторых конструкциях магнитопровод и вторичная обмотка смонтированы на проходном изоляторе, служащем для ввода высокого напряжения в силовой трансформатор или другую электрическую установку. Первичной обмоткой трансформатора служит медный стержень, проходящий внутри изолятора (рис. 8.19, б).

Сопротивления обмоток амперметров и других приборов, подключаемых к трансформатору тока, обычно малы. Поэтому он практически работает в режиме короткого замыкания, при котором ток I_1 во много раз больше тока холостого хода I_0 , и с достаточной степенью точности можно считать, что

$$I_1 = I_2 / K,$$

где $K = 1 / w_2$.

В действительности из-за наличия тока холостого хода в рассматриваемом трансформаторе между векторами токов первичной и вторичной

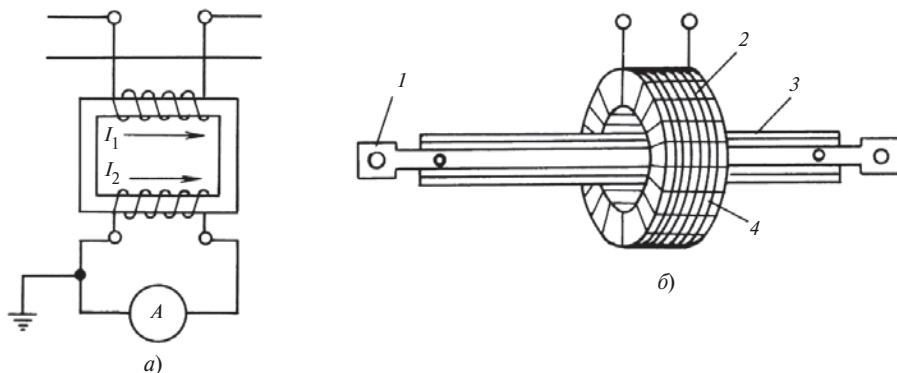


Рис. 8.19. Схема включения трансформатора тока (а) и общий вид проходного трансформатора тока (б):

1 — медный стержень (первичная обмотка); 2 — вторичная обмотка; 3 — изоляция; 4 — магнитопровод

обмоток имеется некоторый угол, отличный от 180° , что создает относительную токовую (амплитудную) и угловую погрешности.

В зависимости от значения допускаемых погрешностей ТТ подразделяют на пять классов точности: стационарные — на классы 0,2; 0,5; 1; 3 и 10; лабораторные — на классы 0,01; 0,02; 0,05; 0,1; 0,2. Приведенные цифры соответствуют допускаемой для данного класса токовой погрешности при номинальном значении тока.

Измерительные ТТ и ТН выполняются взрывобезопасными, встроенными, или отдельно стоящими, а также комбинированными (в едином корпусе ТТ и ТН). Наблюдается тенденция применения этих трансформаторов с внутренним заполнением элегазом SF_6 («эс-фтор-шесть») с низким ($1,2\text{—}1,4 \text{ кг/см}^2$) и повышенным (до $2,5 \text{ кг/см}^2$ и выше) давлением. Это существенно повышает, как и у силовых трансформаторов, их экологичность и пожаробезопасность.

Большое внимание в настоящее время уделяется и другим перспективным типам измерительных трансформаторов. Нетрадиционные измерительные трансформаторы на базе оптических и электронных систем с цифровым методом обработки сигналов отличаются простотой конструкции, компактностью, хорошей электромагнитной совместимостью. Имеются факты успешной разработки и эксплуатации оптических измерительных трансформаторов до напряжений 550—1100 кВ.

8.9. Современное состояние, тенденции развития трансформаторостроения

В электрических сетях России эксплуатируются трансформаторы напряжением от 6 до 1150 кВ и номинальной мощностью от $5 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ до $1200 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; общая мощность установленных силовых трансформаторов к 2007 г. составила более $580 \text{ ГВ} \cdot \text{А}$. Основная часть силовых трансформаторов имеет маслобумажную изоляцию с естественной или направленной циркуляцией масла. В пожароопасных зонах используются трансформаторы с сухой (полимерной) изоляцией и воздушным охлаждением, а также с элегазовой изоляцией. В последнее время разработаны трансформаторы с обмотками кабельного типа, имеющие полиэтиленовую изоляцию. Большие мощности трансформаторов и их выполнение на сверхвысокие напряжения определяют значительные напряженности электрического и магнитного полей при использовании активных материалов, а также значительные механические воздействия при коротких замыканиях в сети. Поэтому при эксплуатации трансформаторного оборудования необходимыми являются жесткий контроль за тепловым режимом работы (для предупреждения износа изоляции вследствие старения

при повышенных нагревах), периодическая подпрессовка обмоток, тщательная защита масла от увлажнения.

Направления совершенствования силовых трансформаторов характеризуются изменением ряда технических показателей и совершенствованием элементов конструкции.

Одна из существенных задач — уменьшение потерь энергии в трансформаторах, т.е. потерь холостого хода и короткого замыкания.

Уменьшение потерь холостого хода (магнитных потерь) может быть достигнуто при использовании холоднокатаной электротехнической стали с содержанием кремния 3 % и выше, имеющей изотропию магнитных свойств (т.е. одинаковые свойства независимо от направления проката) и сниженные удельные потери при толщине листа 0,23; 0,18 и 0,15 мм.

Сокращение расхода изоляционных материалов, трансформаторного масла, массы обмоток и металла, используемого на изготовление баков и систем охлаждения трансформаторов, может быть достигнуто уменьшением изоляционных расстояний на основе новых технологий и применения новых средств защиты от перенапряжений. Значительный эффект для экономии конструктивных материалов дает применение форсированного охлаждения с направленной циркуляцией масла в каналах обмоток и эффективных охладителях.

Для обеспечения экономичной работы сетей и надлежащего качества энергии, отпускаемой потребителям, т.е. для поддержания постоянства напряжения, возникает необходимость в расширении выпуска трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН).

Разработанные в трансформаторостроении методы исследования поля рассеяния трансформаторов и создание точных методов анализа распределения поля рассеяния и вызываемых ими электродинамических сил, действующих на обмотки при коротком замыкании, позволяют обеспечить электродинамическую стойкость и надежность силовых трансформаторов мощностью 250—1000 МВ · А и более.

Исследование поля рассеяния трансформаторов имеет целью также обеспечить определенную организацию и локализацию этого поля за счет рационального размещения обмоток и применения магнитных экранов, что позволяет существенно уменьшить добавочные потери в обмотках и конструктивных деталях трансформатора — стенках бака, прессованных деталях обмоток и остова.

Создание программ расчета электрического поля обмоток позволяет разрабатывать конструкцию изоляции обмоток трансформаторов напряжением 35—1150 кВ с учетом воздействия импульсных перенапряжений, не обращаясь к достаточно дорогим методам исследования натуральных моделей.

В будущем потребуется разработка и выпуск трансформаторного оборудования повышенной надежности на базе самых современных технологий — блочные трансформаторы мощностью 1000 МВ · А для ТЭС и до 1500 МВ · А для АЭС. Потребуется сетевые автотрансформаторы мощностью до 3000 МВ · А в группе, трансформаторы с надежными устройствами РПН, допускающими многократные переключения в течение суток, фазоповоротные трансформаторы с проходной мощностью до 3000 МВ · А.

Большие перспективы имеются у трансформаторов, обмотки которых выполняются по кабельному типу. Пучок многожильного провода (медный или алюминиевый) заключен у них в тонкий слой полупроводящего материала. Наружная оболочка — экран заземляется на каждом витке вдоль обмотки. Трансформатор имеет воздушное охлаждение. Отсутствие масла, снижение более чем вдвое доли горючих материалов по сравнению с обычным трансформатором устраняют риск пожара, взрыва, загрязнения воды и почвы при повреждении трансформаторов. Это позволяет применять их в зонах с большой плотностью населения, в подземных установках, в экологически охраняемых регионах. Для таких трансформаторов не нужны вводы высокого напряжения, просто кабели протягиваются к распределительному устройству на любую длину.

8.10. Реакторы

В качестве источников реактивной мощности в электрических сетях используются реакторы. В простейшем виде реактор — это индуктивная катушка, потребляющая реактивный ток индуктивного характера.

Однофазные заземляющие реакторы служат для компенсации токов замыкания линий электропередач на землю. Токи замыкания имеют емкостный характер, поэтому реактор, обладающий индуктивностью, компенсирует емкостный ток. Реакторы такого рода называют шунтирующими. Реакторы также служат для ограничения токов короткого замыкания, что дает возможность ограничить ток отключения линейных выключателей и обеспечить термостойкость отходящих кабелей. Такие реакторы называются токоограничивающими.

Управление реакторами может осуществляться выключателями или тиристорными ключами. В случае выполнения реакторов на стальных сердечниках подобно трансформаторам регулирование их индуктивного сопротивления может осуществляться подмагничиванием постоянным током.

В России разработана серия управляемых шунтирующих реакторов для электрических сетей 35—500 кВ. Они представляют собой уникальный комплекс стабилизации напряжения, снижения потерь и повышения надежности линий электропередачи и распределительных сетей.

Управляемые реакторы в системах электроснабжения. Во многих случаях, в условиях переменных нагрузок и переменных перетоков реактивной мощности, применение реакторов постоянной индуктивности является недостаточным, а применение реакторов, коммутируемых выключателями, не обеспечивает достаточной надежности работы и необходимой гибкости регулирования. Развитие энергетики настоятельно требует применения регулируемых (управляемых) реакторов (УР).

Наиболее распространены следующие виды таких реакторов:

- а) реакторы, управляемые подмагничиванием магнитопровода (УШРП);
- б) реакторы, управляемые тиристорными ключами (УШРТ).

Ниже будут рассмотрены реакторы УШРП, так называемые реакторы, управляемые тиристорами (УШРТ) были рассмотрены ранее.

Реакторы, управляемые подмагничиванием. Преимущества реакторов, управляемых подмагничиванием. Применение таких реакторов значительно повышает надежность оперативного регулирования в энергосистемах. Применение для этой цели РПН трансформаторов ограничивается их недостаточной надежностью, а такие средства регулирования, как статические компенсаторы (СТК) и тиристорно-реакторные группы (ТРГ), требуют применения мощных и дорогих высоковольтных преобразователей.

Управляемые подмагничиванием реакторы имеют целый ряд особенностей и частично могут быть применены при разработке новых высоковольтных и сверхвысоковольтных линии электропередачи (ЛЭП), а также при модернизации уже существующих ЛЭП.

Применение управляемых шунтирующих реакторов особенно целесообразно в электрической сети с переменным графиком нагрузки взамен нерегулируемых или ступенчато регулируемых реакторов. Совместно с батареями конденсаторов управляемые реакторы выполняют функцию вращающихся синхронных компенсаторов или статических тиристорных компенсаторов и тиристорно-реакторных групп. При этом необходимо отметить, что УШРП не обладают по сравнению с СТК и другими устройствами на базе силовой электроники и электромашиноventильных систем необходимым быстродействием. Их предпочтительная область применения — распределительные сети.

Управляемые реакторы могут применяться как средство поперечной компенсации в протяженных линиях высокого и сверхвысокого напряжения. Их использование позволяет:

автоматизировать процесс стабилизации напряжения или одного из заданных параметров режима с одновременной разгрузкой коммутационного оборудования в схемах регулирования напряжения;

снизить потери мощности в электрических сетях и повысить надежность их эксплуатации, в том числе и за счет резкого снижения числа срабатывания устройств РПН трансформаторов;

повысить предел передаваемой мощности по условию статической и динамической устойчивости системы.

По конструкции, условиям и простоте эксплуатации управляемые реакторы сопоставимы с обычным трансформаторным и реакторным оборудованием, а по функциональным возможностям являются автоматически регулируемые электротехническими комплексами, на новом уровне решающими многие вопросы управления и оптимизации режимов работы электрических сетей. Потери в реакторах и расход материалов на изготовление УШРП не превышает 1,5—2-кратного значения этих же показателей для обычных шунтирующих реакторов.

Принципиальная схема УШРП и описание его работы. Рассмотрим кратко принцип действия таких реакторов. Принципиальная схема реактора для одной фазы представлена на рис. 8.20, *а*. На одной фазе расположены две обмотки — сетевая *ОС* и управления *ОУ*. Эти обмотки разделены на секции, каждая из которых находится на одном из стержней расщепленного магнитопровода, состоящего из двух стержней для каждой фазы I и II. На одном стержне секции *ОС* и *ОУ* включены встречно, а на другом — согласно. Обмотка управления *ОУ* подключается к источнику напряжения постоянного тока U_y , а обмотка *ОС* — к сети. Принимая допущения, не искажающие существенно физические процессы работы реактора, можно кривую намагничивания стали магнитопровода аппроксимировать линейными участками (рис. 8.20, *б*), которые соответствуют насыщенному состоянию магнитопровода:

$$+B > B_s \text{ при } H \geq 0;$$

$$-B > -B_s \text{ при } H \leq 0.$$

При $H = 0$ кривая намагничивания соответствует ненасыщенному состоянию с динамической индуктивностью, принимаемой равной беско-

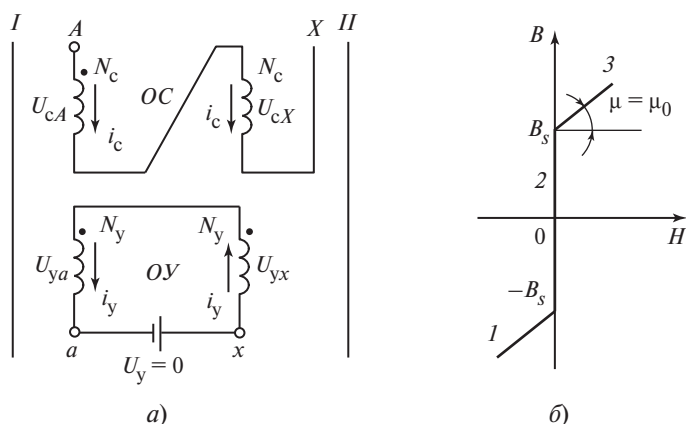


Рис. 8.20. Управляемый реактор с подмагничиванием:

а — упрощенная схема; *б* — линеаризованная кривая намагничивания магнитопровода реактора

нечности. Подключение обмотки OC к сети создает в магнитопроводе индукцию, максимальное значение которой B_m определяется амплитудой сетевого напряжения U_m . При подмагничивании магнитопровода обмоткой управления OY кривая подмагничивания смещается на величину B_0 , определяемую напряжением обмотки управления U_y . Таким образом, изменяя величину U_y , можно смещать индукцию магнитопровода на требуемую величину. Эта величина связана через угол φ с кривой индукции, создаваемой OC (рис. 8.21). Когда индукция превышает значения индукции насыщения B_s , происходит насыщение сердечника и начинает протекать ток в секциях OC , значение которого ограничивается линейной индуктивностью насыщенного реактора [участок 1 или 3 (см. рис. 8.20, б)]. В работе выделены три основных характерных режима работы реактора:

- оба стержня ненасыщены;
- насыщаются поочередно оба стержня;
- оба стержня насыщены.

Рассмотрим эти режимы более подробно.

В первом режиме оба стержня магнитопровода ненасыщены и ток i_c в согласно включенных секциях обмотки равен нулю, так как индукции в них B_1 и B_2 меньше B_s . Динамическая индуктивность для каждой секции обмотки равна бесконечности. Этот режим называется режимом холостого хода.

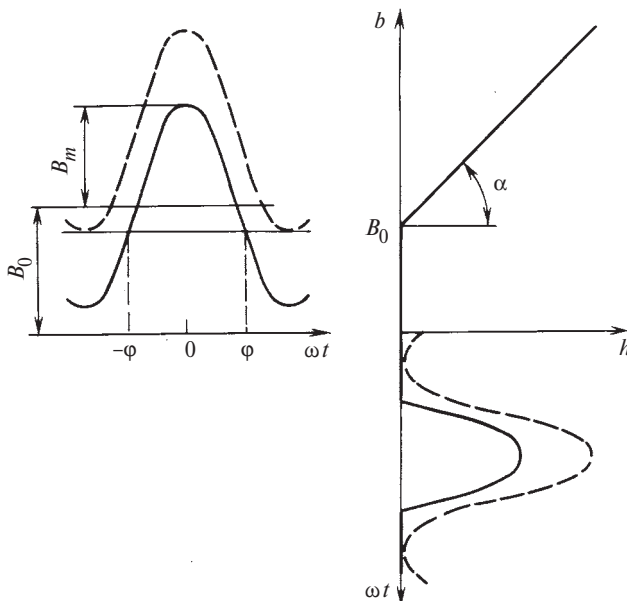


Рис. 8.21. Изменение индуктивности в реакторе при насыщении магнитопровода

Во втором режиме насыщаются поочередно первый и второй стержни: в один полупериод — стержень *I*, а в следующий — стержень *II*. Насыщение происходит при $+B_s$ и $-B_s$ в каждом из стержней. При этом потоки в насыщающемся стержне направлены встречно, а в другом — согласно. Через половину периода направления потоков изменяются наоборот. В режимах работы с углом $0 < \varphi < \pi/2$ возникает прерывистый ток в *ОС* и *ОУ*. При этом электромагнитные процессы в реакторе с подмагничиванием и реакторе со встречно-параллельными тиристорами идентичны. Насыщению магнитопровода соответствует включение тиристора в одном стержне, а затем в следующий полупериод происходит насыщение другого стержня магнитопровода. При пренебрежении активными потерями в реакторе ток в секциях сетевой обмотки носит индуктивный характер и отстает от напряжения на угол $\pi/2$. Этот режим соответствует режиму реактора с тиристорами при поступлении на них импульсов управления в момент прохождения тока через нуль, когда в схеме реактора с тиристорами сразу же наступает установившийся режим.

Режим работы с углом $\pi/2$ называется режимом полупериодного насыщения. В этом режиме динамическая индуктивность обмотки *ОС* равна удвоенной сумме индуктивностей сетевой обмотки стержня $2L_c$ и обмотки управления L_y . Ток в обмотке управления в этом режиме равен по модулю току сетевой обмотки. Следует отметить, что при полупериодном насыщении и принятых допущениях искажение сетевого тока равно нулю. С этой точки зрения указанный режим является предпочтительным по сравнению с режимами, имеющими прерывистый ток в сетевой обмотке и, следовательно, создающими искажение сетевого тока.

В третьем режиме насыщены оба стержня магнитопровода в течение всего периода, т.е. в любой момент времени индукция в стержнях больше индукции насыщения B_s . Этот режим имеет место, если подмагничивание обеспечивает угол $\varphi = \pi$, и называется режимом полного периода насыщения. Ток сетевой обмотки ограничивается динамической индуктивностью, значение которой равно сумме индуктивностей подсекций на насыщенных стержнях магнитопровода. Эта величина меньше динамической индуктивности в режиме полупериодного насыщения, что приводит к увеличению сетевого тока в рассматриваемом режиме. Ток в обмотке управления i_y содержит в этом режиме только постоянную составляющую, которая обеспечивает подмагничивание стали для работы в режиме с углом $\varphi = \pi$. Переменная составляющая из сетевой обмотки в обмотке *ОУ* не трансформируется, так как ее секции включены встречно. Как и во втором характерном режиме, работа с углом φ не дает существенных искажений сетевого тока. В то же время, как и во всех режимах, при работе с углами α , не равными $\pi/2$ и π , происходит значительное искажение сетевого тока. На рис. 8.22 приведены диаграммы токов и напряжений в обмотках реактора в различных режимах его работы.

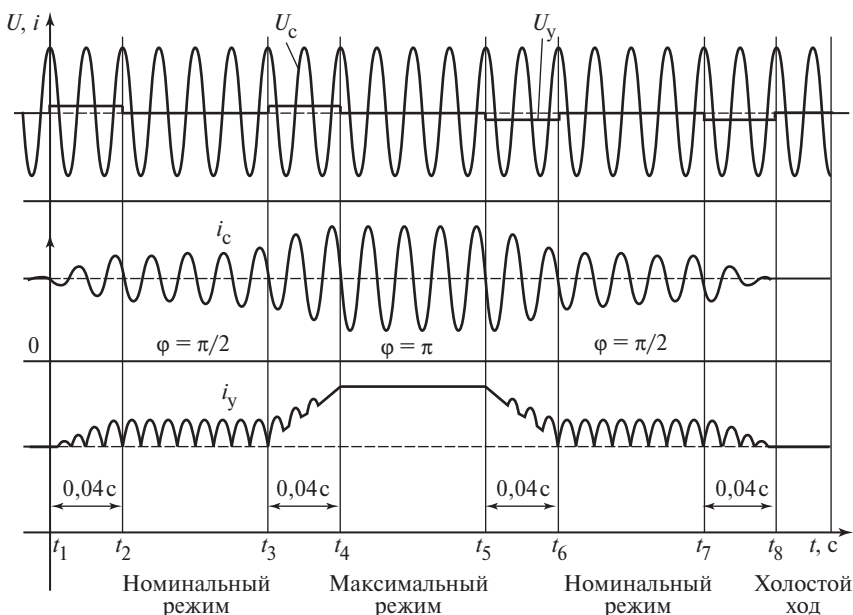


Рис. 8.22. Диаграммы токов и напряжений в реакторе с подмагничиванием

Искажение сетевого тока ограничивает применение реакторов с подмагничиванием в системах с плавным регулированием индуктивности в широком диапазоне и требует применения специальных конструктивных мер. Другим недостатком реакторов с подмагничиванием является их инерционность при переходе из одного режима работы в другой. В то же время энергия для поддержания значения тока подмагничивания невелика и определяется в основном потерями активной мощности в реакторе. Однако процессы накопления и вывода энергии требуют кратковременного значительного повышения мгновенной мощности обмотки управления. Так, например, отмечается, что для перехода из одного стационарного режима в другой за время не более двух периодов требуется увеличение мощности обмотки управления до 5 % номинальной мощности реактора.

Контрольные вопросы

1. Объясните назначение главных элементов трансформатора.
2. На каком физическом явлении основано действие трансформатора? Что такое коэффициент трансформации?
3. Назовите варианты схем соединений трансформатора.
4. Объясните понятие «группы соединения обмоток трансформатора».
5. В чем преимущества и недостатки автотрансформаторов?
6. Опишите конструкцию трансформатора.
7. Объясните природу волновых явлений в трансформаторе.

8. Каковы виды потерь мощности в трансформаторе? Что такое КПД трансформатора?
9. Назовите главные способы охлаждения трансформатора.
10. Каково назначение и конструкции трансформаторов тока и напряжения?
11. Объясните назначение и виды реакторов.

Литература для самостоятельного изучения

- 8.1. **Сергеенков Б.Н., Киселев В.М., Акимов Н.А.** Электрические машины. Трансформаторы: учеб. пособие для вузов. М.: Высшая школа, 1989.
- 8.2. **Электротехнический** справочник. Т. 2. Электротехнические изделия и устройства / под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. М.: Издательский дом МЭИ, 2007.
- 8.3. **Иванов-Смоленский А.В.** Электрические машины. Т. 1, 2: учебник для вузов. М.: Издательский дом МЭИ, 2006.
- 8.4. **Управляемые** подмагничиванием электрические реакторы: Сб. статей / под ред. А.М. Брянцева. М.: Знак, 2004.
- 8.5. **Бурман А.П., Розанов Ю.К., Шакарян Ю.Г.** Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем: учеб. пособие для вузов. М.: Издательский дом МЭИ, 2012.

Глава девятая

КОММУТАЦИОННЫЕ И ЗАЩИТНЫЕ АППАРАТЫ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ. СИЛОВЫЕ КОНДЕНСАТОРЫ

Содержание

- 9.1. Назначение и классификация аппаратов
 - 9.2. Условия работы аппаратов высокого напряжения и общие требования, предъявляемые к ним
 - 9.3. Выключатели высокого напряжения
 - 9.3.1. Воздушные выключатели
 - 9.3.2. Элегазовые выключатели
 - 9.3.3. Масляные выключатели
 - 9.3.4. Электромагнитные выключатели
 - 9.3.5. Вакуумные выключатели
 - 9.4. Разъединители, отделители, короткозамыкатели
 - 9.5. Комплектные распределительные устройства
 - 9.5.1. Комплектные РУ
 - 9.5.2. Герметизированные комплектные РУ на основе элегаза (КРУЭ)
 - 9.6. Защитные и токоограничивающие аппараты
 - 9.7. Силовые конденсаторы
 - 9.7.1. Основные характеристики силовых конденсаторов
 - 9.7.2. Конструкции и области применения силовых конденсаторов
 - 9.8. Перспективы развития коммутационных аппаратов в мире
- Контрольные вопросы
Литература для самостоятельного изучения

9.1. Назначение и классификация аппаратов

По функциональному признаку электрические аппараты высокого напряжения (АВН) подразделяются на следующие виды:

коммутационные аппараты (выключатели, разъединители, короткозамыкатели, отделители);

защитные и ограничивающие аппараты (предохранители, токоограничивающие реакторы, разрядники, нелинейные ограничители перенапряжений);

комплектные распределительные устройства (КРУ).

Коммутационные аппараты используются для формирования необходимых схем передачи энергии от ее источника (электростанции) к потребителю.

Рассмотрим наиболее важные аппараты.

Выключатели предназначены для оперативной и аварийной коммутации в энергосистемах, т.е. выполнения операций включения и отключе-

ния отдельных цепей при ручном или автоматическом управлении. Во включенном состоянии выключатели должны беспрепятственно пропускать токи нагрузки. Характер режима работы этих аппаратов несколько необычен: нормальным для них считается как включенное состояние, когда они обтекаются током нагрузки, так и отключенное, при котором они обеспечивают необходимую электрическую изоляцию между разомкнутыми участками цепи. Коммутация цепи, осуществляемая при переключении выключателя из одного положения в другое, производится нерегулярно, время от времени, а выполнение им специфических требований по отключению возникающего в цепи короткого замыкания чрезвычайно редко. Выключатели должны надежно выполнять свои функции в течение срока службы (25 лет), находясь в любом из указанных состояний, и одновременно быть всегда готовыми к мгновенному эффективному выполнению любых коммутационных операций, часто после длительного пребывания в неподвижном состоянии. Отсюда следует, что они должны иметь очень высокий коэффициент готовности: при малой продолжительности процессов коммутации (несколько минут в год) должна быть обеспечена постоянная готовность к осуществлению коммутаций.

Секционные выключатели применяются в сборных шинах. В распределительных устройствах (РУ) электростанций секционные выключатели при нормальной работе обычно замкнуты. Они должны автоматически отключаться только при повреждении в зоне сборных шин. Вместе с ними должны отключаться и другие выключатели поврежденной секции. Таким образом, поврежденная секция РУ будет отключена, а остальная часть останется в работе.

Разъединители применяются для коммутации обесточенных при помощи выключателей участков токоведущих систем, для переключения РУ с одной ветви на другую, а также для отделения на время ревизии или ремонта силового электротехнического оборудования и создания безопасных условий от смежных частей линии, находящихся под напряжением. Разъединители способны размыкать электрическую цепь только при отсутствии в ней тока или при весьма малом токе. В отличие от выключателей разъединители в отключенном состоянии образуют видимый разрыв цепи. После отключения разъединителей с обеих сторон объекта, например выключателя или трансформатора, они должны заземляться с обеих сторон либо при помощи переносных заземлителей, либо специальных заземляющих ножей, встраиваемых в конструкцию разъединителя.

Отделители служат для отключения обесточенной цепи высокого напряжения за малое время (не более 0,1 с). Он подобен разъединителю, но снабжен быстросрабатывающим приводом.

Короткозамыкатели служат для создания искусственного короткого замыкания (КЗ) в цепи высокого напряжения. Конструкция его подобна

конструкции заземляющего устройства разъединителя, но снабженного быстродействующим приводом.

Короткозамыкатели и отделители устанавливаются на стороне высшего напряжения РУ малоответственных потребителей, когда в целях экономии площади и стоимости РУ выключатели предусмотрены только на стороне низшего напряжения.

Ограничивающие аппараты подразделяются на аппараты ограничения тока и напряжения.

К токоограничивающим аппаратам относятся предохранители и реакторы высокого напряжения. Плавкие предохранители предназначены для защиты силовых трансформаторов и измерительных трансформаторов напряжения, воздушных и кабельных линий, конденсаторов.

Токоограничивающие реакторы представляют собой катушку индуктивности без стали и служат для ограничения тока короткого замыкания (КЗ) и поддержания напряжения на сборных шинах РУ. Применение их позволяет существенно снизить требования к выключателям по электродинамической, термической стойкости и отключающей способности в сетях с реакторами по сравнению с аналогичными сетями, не защищенными реакторами.

В качестве ограничителей грозовых и внутренних перенапряжений используются *разрядники и ограничители перенапряжения*. Они должны быть установлены вблизи силовых повышающих трансформаторов и вводов воздушных линий в РУ. Они позволяют снизить требования к прочности электрической изоляции аппаратов и оборудования РУ, уменьшить габаритные размеры электрической установки и значительно снизить ее стоимость.

Комплектные распределительные устройства (КРУ) состояются из полностью или частично закрытых шкафов или блоков со встроенными в них АВН, устройствами защиты, автоматики, контрольно-измерительной аппаратуры и поставляемых в собранном на заводе или полностью подготовленном для сборки виде. Различают распределительные устройства внутренней и наружной установки. Комплектные распределительные устройства становятся наиболее распространенным типом РУ. В последнее время начали широко применяться герметизированные РУ (ГРУ), в которых все токоведущие элементы и весь комплекс аппаратуры (выключатели, разъединители) расположены внутри герметичной оболочки, заполненной сжатым газом (элегазом). Наиболее эффективно ГРУ будут применяться в крупных городах, что даст значительную экономию городских площадей и повысит надежность энергосистем.

9.2. Условия работы аппаратов высокого напряжения и общие требования, предъявляемые к ним

Аппараты высокого напряжения могут устанавливаться как внутри помещения, так и на открытых распределительных устройствах (ОРУ). Условия работы при этом значительно различаются, и это находит отраже-

ние в их конструктивных особенностях. Во время эксплуатации аппараты ОРУ подвергаются воздействию окружающей среды. Эти воздействия особенно вредно сказываются на состоянии изоляции аппаратов. Поэтому все аппараты ОРУ рассчитываются на воздействие гололеда, ветра и загрязнений.

Загрязнения и периодические увлажнения изоляции АВН требуют соответствующего развития поверхности изоляторов. Поскольку условия загрязнения на разных ОРУ существенно зависят от конкретных климатических условий (близость водных бассейнов, пустынных зон), наличия вредных выбросов производств в атмосферу, то они значительно различаются. Для изоляторов наружной установки предусмотрены три исполнения в зависимости от длины пути тока утечки: категория I — 1,67 см/кВ, категория II — 2,5 см/кВ, категория III — 3,5 см/кВ. Согласно этим нормам допустимая длина утечки соответствует удельной длине утечки — длине, отнесенной к 1 кВ наибольшего рабочего линейного напряжения. Для аппаратов внутренней установки длина пути утечки не нормируется.

Аппараты внешней установки оказываются под воздействием коммутационных перенапряжений, зависящих от вида коммутации, типа выключателя, параметров электрической сети и грозовых импульсов, возникающих при воздействии грозовых разрядов на электрическую сеть.

Природа происхождения перенапряжений определяет специфическую форму импульса перенапряжений. Так, грозовой импульс имеет обозначение 1,2/50 мкс, что означает крутизну фронта импульса $(1,2 \pm 0,3)$ мкс при общей длительности (50 ± 10) мкс. Коммутационные перенапряжения имитируются апериодическим импульсом с длительностью фронта $t_{\phi} = (250 \pm 50)$ мкс и длительностью полуспада $t_{\text{псп}} = (2500 \pm 1500)$ мкс.

В процессе эксплуатации при возникновении короткого замыкания все токоведущие элементы сети испытывают мощное термическое и электродинамическое воздействие токов КЗ, превосходящих номинальные токи в десятки раз. При протекании токов КЗ температура токоведущих элементов, повышаясь, не должна превышать нормированных предельных допустимых значений для неизолированных шинопроводов, например для медных 300 °С, для алюминиевых 200 °С.

Токи КЗ вызывают появление значительных электродинамических усилий, воздействующих на шинопроводы и их несущие механические конструкции (в частности, опорные изоляторы). Кроме того, контактные системы всех коммутирующих аппаратов должны выдерживать эти нагрузки без сваривания или самопроизвольного размыкания контактов. Электродинамические усилия рассчитываются по наибольшему мгновенному значению (ударного) тока трехфазного КЗ $i_{\text{уд}}$ с учетом фазового сдвига между токами.

Одной из основных задач в области коммутационной аппаратуры является повышение ее надежности, которая зависит как от разработки

аппаратов новых поколений, так и от своевременной замены устаревших аппаратов, находящихся в эксплуатации.

Другая важная задача — снижение массогабаритных характеристик и материалоемкости аппаратов, за счет использования прогрессивных технических решений. При этом выполнение этой задачи не должно приводить к снижению надежности оборудования.

К другим важным задачам можно отнести и снижение эксплуатационных затрат, создание практически необслуживаемого в течение всего срока службы оборудования.

В мире ужесточаются требования к экологической чистоте оборудования, и технические решения, которые раньше считались вполне приемлемыми, подвергаются пересмотру. Во многих случаях задача обеспечения экологической чистоты выходит на первый план.

Наконец, следует отметить в числе важных задач снижение энергопотребления коммутационных аппаратов (в частности, уменьшение энергопотребления приводами аппаратов).

К классу коммутационных аппаратов теперь, по всей видимости, следует отнести и ограничители токов коротких замыканий (ОТКЗ), основной задачей которых является облегчение режима отключения КЗ коммутационными аппаратами и снижение уровня динамических воздействий на любую аппаратуру и конструктивные элементы подстанций. Внедрение ОТКЗ — неотложная задача в нынешних условиях роста мощности КЗ системы при прежней отключающей способности аппаратуры.

9.3. Выключатели высокого напряжения

Среди основных параметров выключателей высокого напряжения следует выделить группу номинальных параметров, присущих всем типам выключателей и определяющих условия их работы.

К основным номинальным параметрам выключателей в соответствии с рекомендациями Международной электротехнической комиссии (МЭК) относятся: номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$; наибольшее рабочее напряжение $U_{\text{н.р}}$; номинальный уровень изоляции в киловольтах; номинальная частота $f_{\text{ном}}$; номинальный ток $I_{\text{ном}}$; номинальный ток отключения $I_{\text{о.ном}}$; номинальный ток включения $I_{\text{в.ном}}$; номинальное переходное восстанавливающееся напряжение (ПВН) при КЗ на выводах выключателя; номинальные параметры при неудаленных КЗ; номинальная длительность КЗ; номинальная последовательность операций (номинальные циклы); нормированные показатели надежности и др.

К параметрам, характерным для воздушных выключателей, следует отнести номинальное давление и расход воздуха, необходимые для проведения операций включения и отключения, нижний предел давления для производства отдельных операций.

Рассмотрим некоторые наиболее важные параметры. *Номинальное напряжение* $U_{\text{ном}}$ (линейное) — это базисное напряжение из стандартизованного ряда напряжений, определяющее уровень изоляции сети и электрического оборудования. Действительные напряжения в различных точках системы могут отличаться от номинального, однако они не должны превышать *наибольшие рабочие напряжения* (номинальное напряжение по МЭК), установленные для продолжительной работы. Номинальные напряжения выключателей соответствуют классам напряжения (табл. 9.1).

Номинальный уровень изоляции выключателя характеризуется значениями испытательных напряжений, воздействующих на основную изоляцию выключателя.

Номинальный ток — действующее значение наибольшего тока, допустимого по условиям нагрева токоведущих частей выключателя в продолжительном режиме, принимающее следующие значения: 200; 400; 600; 800; 1000; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150; 4000; 5000; 6300; 8000; 10 000; 12 500; 16 000; 20 000; 25 000; 31 500 А.

Коммутационная отключающая способность выключателя характеризуется *номинальным током отключения* $I_{\text{о.ном}}$, который может отключить выключатель при наибольшем рабочем напряжении и нормированных условиях восстановления напряжения. Ток отключения характеризуется действующим значением его периодической составляющей $I_{\text{о.п}}$, отнесенной к моменту возникновения дуги (момент размыкания дугогасительных контактов) и называемой номинальным током отключения $I_{\text{о.ном}}$ (2,5;

Таблица 9.1

Класс номинальных напряжений

Номинальное междуфазное (линейное) напряжение, действующее значение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение (номинальное напряжение по МЭК), действующее значение, кВ
3	3,6
6	7,2
10	12
15	17,5
20	24
35	40,5
110	126
150	172
220	252
330	363
500	525
750	787
1150	1200

3,2; 4; 5; 6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5; 35,5; 40; 45; 50; 56; 63; 71; 80; 90; 100; 112; 125; 140; 160; 180; 200; 224; 250 кА), а также нормированным процентным содержанием β_n аperiodической составляющей, равным отношению аperiodической составляющей i_a тока отключения к амплитуде периодической составляющей ($\sqrt{2} I_{o.n} = \sqrt{2} I_{o.nom}$) того же тока в момент размыкания дугогасительных контактов. Ток отключения выключателя определяется суммой периодической и аperiodической составляющих:

$$i_o = \sqrt{2} I_{o.nom} + i_a = \sqrt{2} I_{o.nom} (1 + \beta_n). \quad (9.1)$$

Номинальный ток включения $I_{в.ном}$ — наибольший ток, который выключатель может включить при наибольшем рабочем напряжении. При возникновении КЗ в цепи за время около 10 мс ток достигает своего максимального значения, называемого ударным током КЗ. Поэтому номинальный ток включения должен быть не менее ударного тока КЗ из условия возможности включения на существующее КЗ в цепи [в режиме автоматического повторного включения (АПВ)].

Номинальная длительность тока КЗ характеризуется способностью выключателя выдерживать во включенном положении без повреждений ток электродинамической стойкости (ударный ток) $i_{уд} = 2,55 I_{o.nom}$ и ток термической стойкости $I_T = I_{o.nom}$. Время протекания тока I_T составляет 1 или 2 с для выключателей при $U_{ном} \geq 330$ кВ и 1 или 3 с для выключателей при $U_{ном} \geq 220$ кВ.

При отключении тока КЗ на выводах выключателя возникает переходный процесс, который при гашении дуги характеризуется переходным восстанавливающимся напряжением (ПВН), зависящим от собственных параметров отключаемой сети.

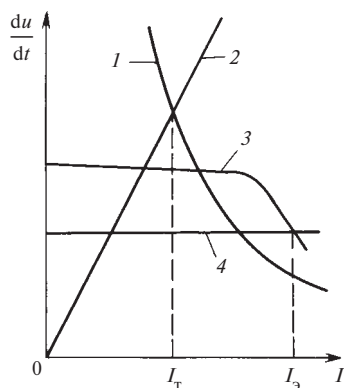


Рис. 9.1. Предельные режимы работы выключателя

Отключающая способность дугогасительных устройств по-разному зависит от характера изменения ПВН. Воздушные и элегазовые выключатели очень чувствительны к скорости нарастания ПВН (du/dt), а масляные — к максимальному ПВН. Этим объясняется нормирование $I_{o.nom}$.

Отключающая способность выключателя может быть охарактеризована зависимостью допустимой скорости восстановления напряжения du/dt от тока отключения (кривая 1 на рис. 9.1). Точки пересечения кривой 1 и прямой 2, описывающей зависимость скорости нарастания ПВН на контактах выключателя при отключении неудаленного КЗ

от тока отключения, определяют предельный ток I_T , который может быть отключен воздушным выключателем без теплового пробоя.

При успешном преодолении первого пика напряжения (тепловой пробой не произошел) возможен пробой на максимальном напряжении. Для каждого типа выключателя может быть определено предельно допустимое максимальное ПВН, зависящее от отключаемого тока — кривая 3. Кривая 4 показывает максимальное ПВН сети, которое не зависит от коммутации. Точка их пересечения указывает предельное значение тока отключения выключателя I_3 , вызывающее возможный электрический пробой.

Выключатель не должен отказывать как при максимальных значениях ПВН при КЗ на контактах выключателя, так и при воздействии ПВН с высокой начальной скоростью роста при удаленных КЗ. Зависимости 3, 4, характеризующие режим возможного электрического пробоя, определяют предельный ток I_3 , который больше, чем предельный ток при возможном тепловом пробое I_T . Область применения выключателя ограничена по току значением I_T , а по напряжению — кривой (кривая 3) возможного электрического пробоя.

В большинстве случаев (согласно статистике до 80 %) причина, вызывающая КЗ, самоликвидируется в результате кратковременного отключения напряжения, не превышающего 0,3 с, необходимого для деионизации участка существования открытой дуги КЗ, и появляется возможность повторного включения напряжения системы. Отсюда вытекает определенная последовательность операций, выполняемых выключателем, связанных с отключением КЗ и последующим автоматическим повторным включением (АПВ) этого участка сети.

Высоковольтные выключатели по способу гашения дуги подразделяются на воздушные, элегазовые, масляные, электромагнитные и вакуумные.

9.3.1. Воздушные выключатели

Широкое применение воздушных выключателей в энергосистемах обусловливается их высокими, для своего времени, техническими характеристиками. Конструктивно воздушные выключатели оказались хорошо приспособленными для различных условий работы современных распределительных устройств высокого напряжения при внутренней и наружной установке. Недостаточно высокая электрическая прочность воздуха ($E = 20 \text{ кВ/см}$) не позволяет получать модули с напряжением 350—500 кВ, что и приводит в последнее время к интенсивному развитию выключателей с использованием другой дугогасящей среды — элегаза.

По назначению воздушные выключатели разделяются на следующие группы:

сетевые выключатели на напряжение 6 кВ и выше, применяемые в электрических сетях и предназначенные для пропуска и коммутации тока в нормальных условиях работы цепи и в условиях КЗ;

генераторные выключатели на напряжение 6—24 кВ, применяемые для подключения генераторов и предназначенные для пропуска и коммутации токов в нормальных условиях, а также в пусковых режимах и при КЗ;

выключатели для электротермических установок с напряжениями 6—220 кВ, предназначенные для работы как в нормальных, так и в аварийных режимах;

выключатели специального назначения.

По виду установки воздушные выключатели можно разделить на следующие группы:

опорные;

подвесные (подвешиваются к порталным конструкциям на ОРУ);

выкатные (имеют приспособления для выкатки из РУ);

встраиваемые в комплектные распределительные устройства.

К достоинствам воздушных выключателей можно отнести следующие показатели: относительную высокую отключающую способность; пожаробезопасность; высокое быстродействие; способность коммутации токов КЗ с большим процентом апериодической составляющей (вплоть до коммутации цепей постоянного тока).

Недостатками воздушных выключателей являются наличие дорогостоящего постоянно действующего компрессорного оборудования; высокая чувствительность к скорости восстанавливающегося напряжения при неудаленном КЗ; возможность «среза» тока при отключении малых индуктивных токов (отключение ненагруженных силовых трансформаторов).

Принцип действия дугогасительных устройств (ДУ) воздушных выключателей. Сжатый воздух является эффективной средой, обеспечивающей надежное гашение электрической дуги. Это достигается интенсивным воздействием с максимально возможными скоростями потока воздуха на дуговой канал. В ДУ воздушных выключателей гашение электрической дуги происходит в дутьевых каналах (соплах), которые конструктивно в совокупности с оконечной частью контактов дугогасителя образуют дутьевую систему. Столб дуги, образовавшейся на размыкающихся контактах, под действием воздушного потока растягивается и быстро перемещается в сопла, где происходит ее гашение.

В зависимости от формы и взаимного расположения контактов и сопел гашение дуги в таких устройствах может происходить при:

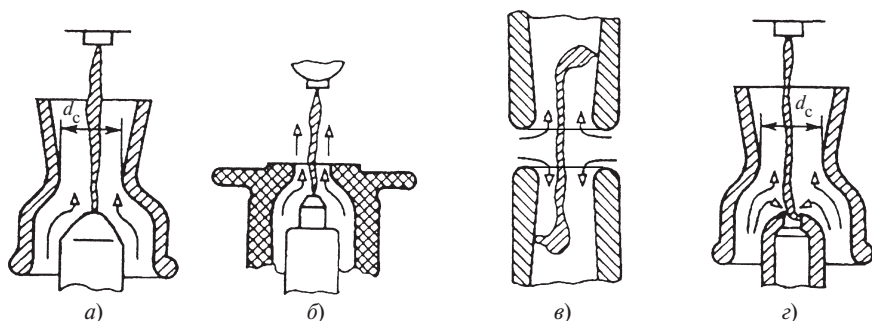
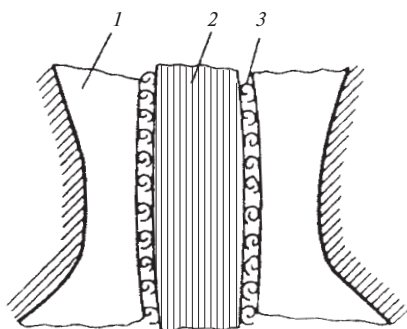


Рис. 9.2. Схемы продольного воздушного дутья

Рис. 9.3. Схема течения холодного газа и плазмы столба дуги в системе продольного дутья дугогасительного устройства:

1 — область потока холодного газа; 2 — область столба дуги; 3 — граничная турбулентная область



одностороннем (продольном) дутье через металлическое сопло (рис. 9.2, а);

одностороннем (продольном) дутье через изоляционное сопло (рис. 9.2, б);

двустороннем симметричном (продольном) дутье через соплообразные полые контакты (рис. 9.2, в);

двустороннем асимметричном (продольном) дутье через соплообразные полые контакты (рис. 9.2, г).

Наилучшие показатели получены в выключателях с дугогасительными системами, использующими двустороннее асимметричное дутье.

В механизме гашения электрической дуги тесно переплетаются как электрические процессы в столбе дуги, так и газотермодинамические процессы истечения газовой струи.

Своеобразие истечения газа из дугогасительного устройства заключается в том, что поток газа встречает на своем пути мощный источник теплоты, каким является дуга и который тормозит воздушный поток, т.е. уменьшается расход воздуха, протекающего через сопло с дугой. Это явление, называемое «термодинамический эффект», может приводить к полной закупорке сопла электрической дугой, что вызывает раз-

рушение дугогасительной системы. Таким образом, размер (диаметр сопла d_c на рис. 9.2, *а, з*) дутьевой системы определяет максимально возможный ток отключения выключателя.

Высокая эффективность охлаждения канала столба дуги аксиальным потоком газа объясняется возникновением интенсивной турбулентной конвекции на границе двух потоков (рис. 9.3). Увеличение сопротивления дугового промежутка, определяющего электрическую прочность в воздушных выключателях, в большой степени зависит от отключаемого тока.

Конструкция воздушных выключателей. Отличительной особенностью современных выключателей высокого напряжения является модульный принцип построения. Это обеспечивает возможность применения однотипных элементов (модулей) для создания выключателей на напряжения 110—1150 кВ. Широко распространены воздушные выключатели с металлическими дугогасительными камерами, заполненными сжатым воздухом. С целью увеличения отключающей способности повышают давление сжатого воздуха. В настоящее время это давление достигает 6—8,5 МПа.

На рис. 9.4 представлен общий вид одного из часто встречающихся на РУ выключателя ВВБ-220-12 с номинальным напряжением $U_{\text{ном}} = 220$ кВ, номинальным током отключения $I_{\text{о.ном}} = 31,5$ кА, номинальным током $I_{\text{ном}} = 2000$ А. Выключатель установлен на раме 1, к которой крепятся шкаф управления 2 и опорный изолятор 3 с двумя металлическими дугогасительными камерами 9, 10, разьединенными промежуточным опорным изолятором 7. Внутри дугогасительная камера содержит два главных контакта, соединенных единой траверсой, и два вспомогательных контакта. Каждый из главных контактов шунтирован резистором сопротивлением 100 Ом, служащим для облегчения гашения дуги в главных контактах, выравнивания напряжения между разрывами в процессе отключения и снижения скорости восстановления напряжения. Для тех же целей используются и шунтирующие конденсаторы 6. Вспомогательные контакты отключают ток, протекающий через шунтирующие резисторы. Внутри фарфорового опорного изолятора и в промежуточном изоляторе проходят два воздухопровода из стеклопластика 4. Один служит для постоянной подачи сжатого воздуха в дугогасительные камеры, второй — для импульсной подачи сжатого воздуха в систему управления. Камеры снабжены люками 5, предназначенными для проведения ревизии и ремонта контактной и дугогасительной систем. Дугогасительные камеры 9, 10 включены последовательно токоведущей перемычкой 8.

Внутренние полости имеют незначительный перепад давления по отношению к окружающей среде $(6—12) \cdot 10^3$ Па. Этим достигается необходимая диэлектрическая прочность по внутренней поверхности фарфоровых элементов, не имеющих прочного глазурированного покрытия.

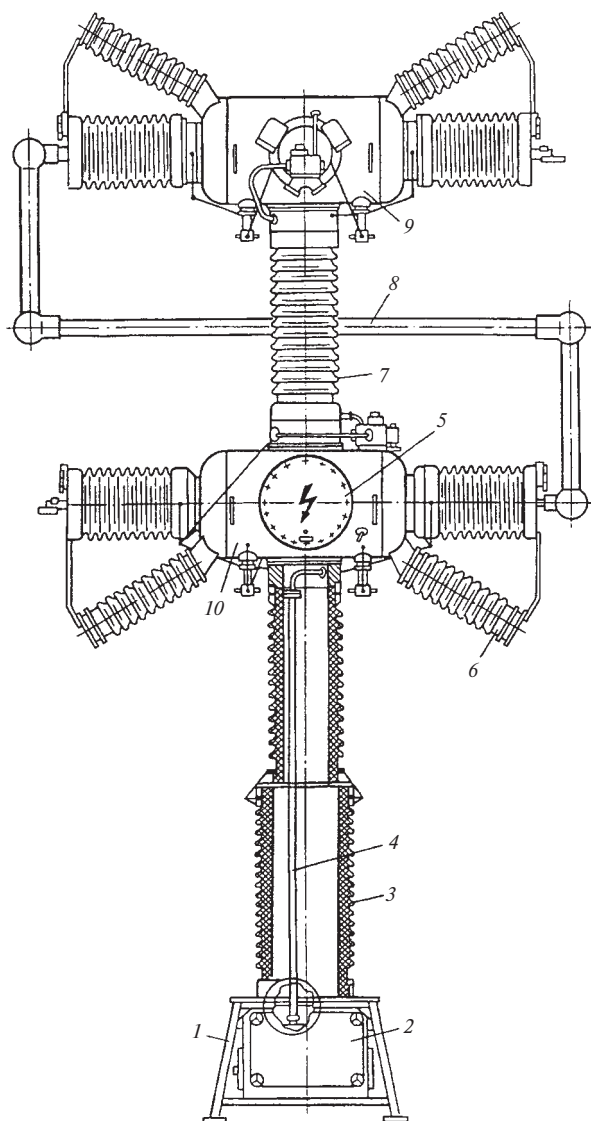


Рис. 9.4. Общий вид воздушного выключателя ВВБ-220-12

Поэтому все воздушные выключатели должны иметь соответствующее компрессорное хозяйство, обеспечивающее непрерывный расход воздуха (до 1500 л/ч) на вентиляцию.

На рис. 9.5 показаны воздушные выключатели на напряжение 330 кВ.

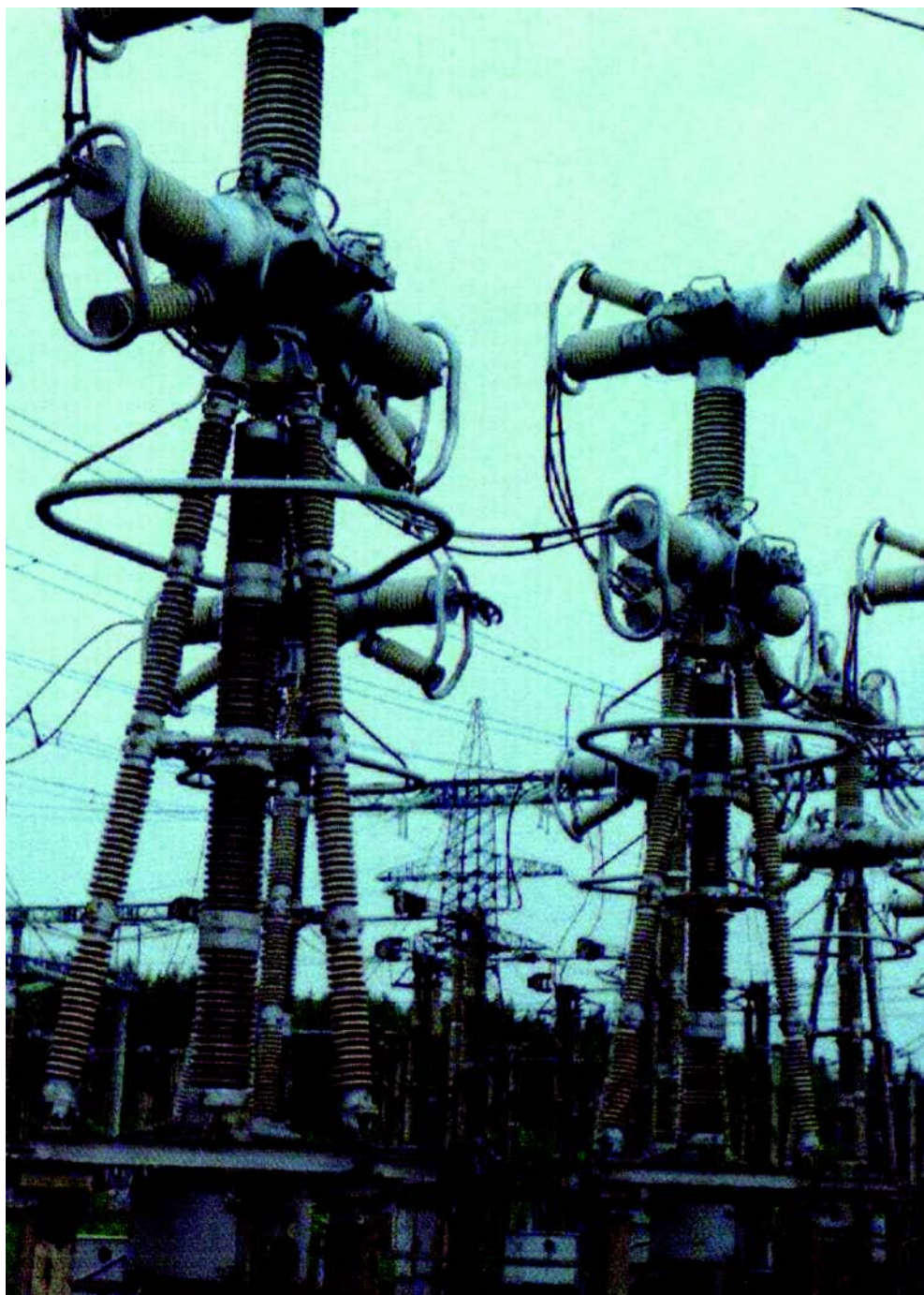


Рис. 9.5. Воздушные выключатели на напряжение 330 кВ

9.3.2. Элегазовые выключатели

Физико-химические свойства элегаза. Шестифтористая сера SF_6 — элегаз — относится к «электроотрицательным» газам, получившим такое название из-за способности их молекул захватывать свободные электроны, превращаясь в тяжелые и малоподвижные отрицательно заряженные ионы. Элегаз при нормальной температуре ($20\text{ }^{\circ}\text{C}$) и давлении $0,1\text{ МПа}$ представляет собой газ без цвета и запаха. Плотность его почти в 5 раз выше плотности воздуха, скорость звука в нем при температуре $30\text{ }^{\circ}\text{C}$ — $138,5\text{ м/с}$ (330 м/с в воздухе). Элегаз обладает низкой теплоемкостью в канале столба дуги и повышенной теплопроводностью горячих газов, окружающих столб дуги (2000 К). Это характеризует элегаз как среду, обладающую высокими теплопроводящими свойствами. К недостаткам элегаза следует отнести его низкую температуру сжижения ($-64\text{ }^{\circ}\text{C}$) при давлении $0,1\text{ МПа}$, которая с повышением давления повышается. Чистый элегаз негорюч, инертен, нагревостоек до $800\text{ }^{\circ}\text{C}$. Под влиянием электрической дуги или коронного разряда происходит разложение элегаза с образованием химически активных соединений, которые могут вызвать разрушение изоляционных и конструкционных материалов. Однако степень разложения элегаза под воздействием электрической дуги в дугогасительной камере низка из-за того, что большое количество разложившегося газа немедленно восстанавливается в элегазе. Газообразными продуктами разложения являются низшие фториды серы SF_2 , SF_4 . Хотя эти газы сами по себе не токсичны, они легко гидролизуются при взаимодействии с влагой, образуя фтористо-водородную кислоту и двуокись серы. Для их поглощения в элегазовые выключатели включаются фильтры, сорберы из активированного алюминия Al_2O_3 , которые поглощают как газообразные продукты разложения, так и влагу. Кроме активных газов во время горения дуги в результате реакции с парами материалов контактов дугогасителя образуются металлические фториды в виде тонкого слоя порошка. Обладая низкой электропроводностью, они не снижают электрическую прочность изоляции аппарата.

Дугогасительные устройства. В элегазовых выключателях гашение дуги происходит так же, как и в воздушных выключателях при интенсивном охлаждении дуги потоком газа. Дугогасительная способность элегаза в 4—4,5 раза выше, чем воздуха при сопоставимых условиях. Это преимущество объясняется различиями теплофизических свойств элегаза и воздуха. Канал столба дуги в элегазе обладает меньшим теплосодержанием по сравнению с воздухом и высокой способностью элегаза захватывать свободные электроны. В результате количество носителей тока — свободных электронов — в столбе дуги уменьшается, баланс их может стать отрицательным и дуга гаснет. Явление захвата электронов особенно благоприятно сказывается после перехода тока через нуль, вследствие чего элегазовые выключатели мало чувствительны к частоте восстанавливающегося напряжения. Как показали исследования, в элегазе практически до естественного перехода тока через нуль не происходит

разрушения канала столба дуги, обладающего высокой проводимостью. Это исключает возможность появления перенапряжений при отключении ненагруженных трансформаторов и линий электропередачи. В противоположность этому в воздушных выключателях интенсивными турбулентными процессами столб дуги может разрушаться раньше естественного перехода тока через нуль, что приводит к появлению перенапряжений, для ограничения которых воздушные выключатели снабжаются шунтирующими сопротивлениями.

В элегазовых ДУ в отличие от воздушных при гашении дуги истечение газа через сопло происходит не в атмосферу, а в замкнутый объем камеры, заполненный элегазом при небольшом избыточном давлении. По способу гашения дуги в элегазе различают следующие ДУ:

с системой продольного дутья, в которую предварительно сжатый газ поступает из резервуара с относительно высоким давлением элегаза (ДУ с двумя степенями давления);

автокомпрессионные с дутьем в элегазе, создаваемым посредством встроенного компрессионного устройства (ДУ с одной степенью давления);

с электромагнитным дутьем, в котором гашение дуги обеспечивается в результате ее перемещения с высокой скоростью в неподвижном элегазе по кольцевым электродам под воздействием радиального магнитного поля, создаваемого отключаемым током (ДУ с электромагнитным дутьем);

с системой продольного дутья, в котором повышение давления в элегазе происходит при разогреве дугой, вращающейся в специальной камере под воздействием магнитного поля.

Интенсивное газодинамическое воздействие потока элегаза на столб электрической дуги является наиболее эффективным способом гашения дуги. Поэтому оно используется в большинстве современных конструкций ДУ элегазовых выключателей. Гашение дуги происходит в соплах (рис. 9.6) потоком элегаза высокого давления (0,5—0,6 МПа) как при одностороннем (рис. 9.6, *а*), так и при двустороннем несимметричном (рис. 9.6, *б*) газовом дутье.

Основными параметрами системы продольного дутья являются: площадь сечения S_c или диаметр d_c горловины сопла, относительное расположение контактов, определяемое расстоянием z_0 , геометрические размеры формы диффузоров и конфузоров дутьевой системы. Оптимальные условия гашения дуги в таких системах во многом определяются, как и в воздушных выключателях, геометрическими параметрами дутьевых систем и особенно входной части (конфузора).

В настоящее время в зарубежных энергосистемах большинство применяемых выключателей высокого напряжения — элегазовые. К сожалению, в отечественной энергетике выключатели этого типа пока не нашли широкого применения.

Конструкции элегазовых выключателей. Фирма Merlin Gerin разработала элегазовый выключатель Fluarc FB4 на напряжение $U_{\text{ном}} =$

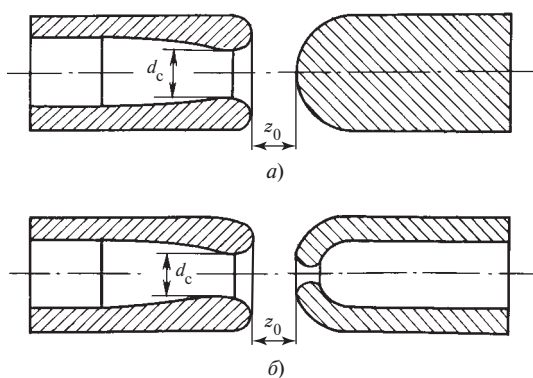


Рис. 9.6. Схемы продольного элегазового дутья

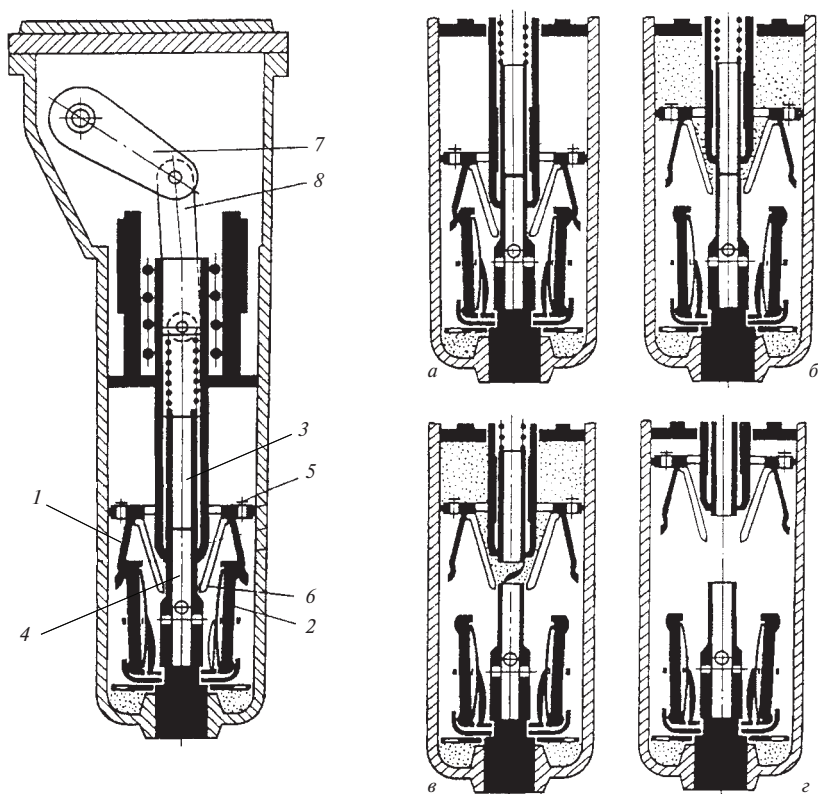


Рис. 9.7. Элегазовый автокомпрессионный выключатель фирмы Merlin-Gerin

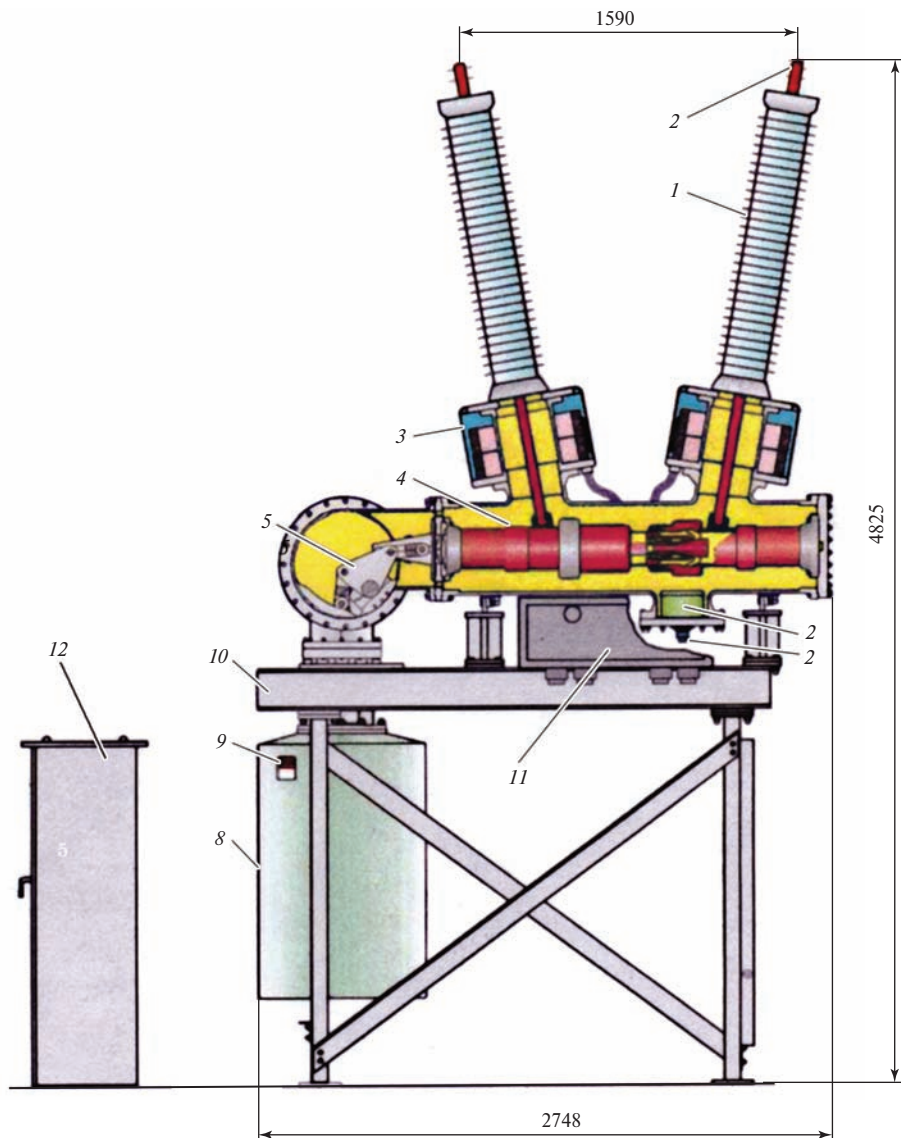


Рис. 9.8. Элегазовый баковый выключатель ВГБУ-110-40/2000 У1:

1 — ввод; 2 — контактная пластина; 3 — блок трансформаторов тока; 4 — гасительное устройство; 5 — передаточный механизм; 6 — фильтр; 7 — разъем заполнения элегазом; 8 — гидропривод; 9 — указатель положения; 10 — рама; 11 — шкаф клеммных сборок; 12 — шкаф аппаратный

$= 7,2 \div 36$ кВ, номинальный ток отключения $I_{\text{о.ном}} = 25$ кА, номинальный ток $I_{\text{ном}} = 630 \div 1250$ А. Давление внутри корпуса 1,5 МПа, время гашения дуги 15 мс, полное время отключения 60—80 мс, срок службы — 20 лет.

На рис. 9.7 представлены полюс автокомпрессионного выключателя и положения механизма, соответствующие различным этапам отключения. Положение *а* соответствует нормальному включенному состоянию. Ток протекает по главным контактам 1, 2, дугогасительные контакты 3, 4 замкнуты. Ввиду того что они изготовлены из дугостойкой металлокерамики (CuW), токоведущий контур обладает большим сопротивлением. Поэтому через дугогасящие контакты, как правило, проходит ток не более 15—20 % $I_{\text{ном}}$. Положение *б* соответствует началу процесса отключения. Подвижный поршень 5 совместно с подвижным главным контактом 1 и соплом 6 перемещается под воздействием приводных рычагов 7, 8. Этим создается избыточное давление в полости над поршнем по сравнению с объемом под поршнем. Ток из главных контактов 1, 2 перебрасывается в дугогасительную цепь контактов 3, 4. При дальнейшем перемещении поршня (положение *в*) происходит размыкание контактов 3, 4 с одновременным возникновением дутья через внутренние полости контактов 3, 4 — двустороннее симметричное дутье. При этом выделяющаяся энергия дуги разогревает элегаз, что приводит к повышению перепада давления и усилению интенсивности истечения газовой струи. После гашения дуги при дальнейшем перемещении поршня (положение *г*) продолжается вентиляция межконтактного промежутка, обеспечивающая необходимую электрическую прочность.

На рис. 9.8 приведен разрез отечественного выключателя 110 кВ на номинальный рабочий ток 2000 А и номинальный ток отключения 40 кА серии элегазовых баковых выключателей типа ВГБУ с автономным гидравлическим приводом и встроенными трансформаторами тока.

9.3.3. Масляные выключатели

Принцип действия дугогасительных устройств. В дугогасительных устройствах традиционных масляных выключателей гашение дуги осуществляется путем эффективного ее охлаждения в потоке газопаровой смеси, вырабатываемой дугой в результате разложения и испарения масла. В зависимости от назначения масла можно выделить две основные группы масляных выключателей:

баковые (многообъемные) масляные выключатели, в которых масло используется для гашения и изоляции токоведущих частей от заземленного бака;

маломасляные (малообъемные) масляные выключатели, в которых масло используется только для гашения дуги и изоляции между разомкнутыми контактами одного полюса.

В состав газопаровой смеси, возникающей в результате разложения масла под действием дуги, входит до 70 % водорода H_2 , обладающего

по сравнению с воздухом в 8 раз более высокой теплопроводностью, но меньшей предельной электрической прочностью. Поток газопаровой смеси в зоне горения дуги обладает высокой температурой 800—2500 К. Механизм охлаждения столба дуги при больших (обычно выше 100 А) и малых значениях тока дуги различен. При больших токах охлаждение дуги происходит главным образом за счет принудительной конвекции в потоке газопаровой смеси при большом давлении. С увеличением тока интенсивность конвективного охлаждения и давление в зоне гашения дуги увеличиваются. При небольших токах конвекция и давление газа в зоне гашения дуги снижаются, условия охлаждения дуги ухудшаются и время гашения дуги затягивается. Повышение давления в зоне гашения дуги в результате принудительной подачи масла может существенно улучшить условия гашения дуги при отключении небольших токов.

Можно считать, что основными условиями для наиболее эффективного гашения дуги являются:

интенсивное дутье газопаровой смеси в зоне дуги, особенно в момент тока, близкого к нулю;

максимально возможное высокое давление газопаровой смеси в области дуги в конце полупериода тока.

Дугогасительные системы с автоматическим дутьем получили наиболее широкое применение благодаря своей эффективности и простоте конструкции. В зависимости от конструкции дугогасительных камер различают продольное дутье (рис. 9.9, *а*), когда поток газопаровой смеси направлен вдоль столба дуги, поперечное (рис. 9.9, *б*), когда поток направлен перпендикулярно или под некоторым углом к столбу дуги, и встречное (рис. 9.9, *в*), когда поток направлен противоположно по отношению к направлению движения подвижного контакта с дугой. Часто в дугогасительных устройствах используется их комбинация.

Гашение дуги может быть разбито на три основных этапа (рис. 9.10):

первый этап (рис. 9.10, *а*). После размыкания контактов дуга горит в замкнутом, как правило небольшом, пространстве, создавая за счет разложения масла значительные давления. Это так называемый «режим замкнутого пузыря». В течение этого этапа в результате выделяющейся в дуге энергии в замкнутом объеме создается (аккумулируется) высокое давление (до 10 МПа), которое используется на следующем этапе гашения дуги;

второй этап (рис. 9.10, *б*) наступает с момента начала истечения газопаровой смеси из области замкнутого объема через рабочие каналы, открываемые при перемещении подвижного контакта за пределы предкамерного объема. Этап характеризуется изменением давления газопаровой смеси в камере и рабочих каналах, куда затягивается дуга, а также интенсивного истечения газопаровой смеси и завершается процессами распада столба дуги и восстановления электрической прочности межконтактного промежутка;

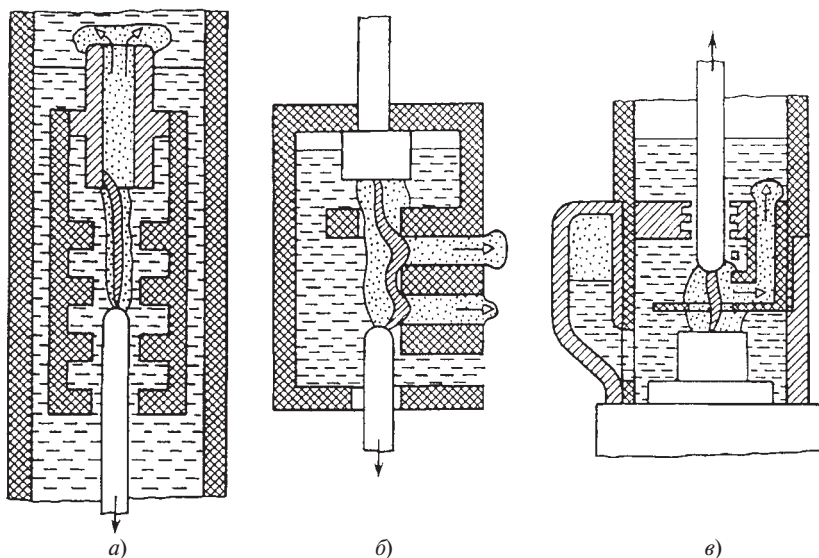


Рис. 9.9. Принципы организации автодутья дугогасительных камер в масляных выключателях

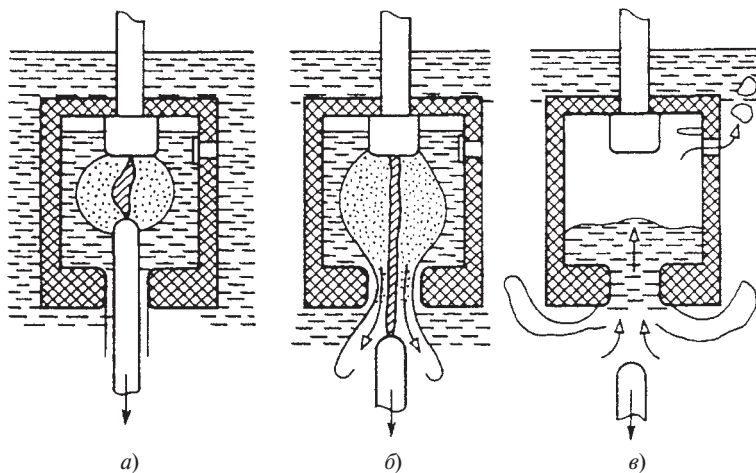


Рис. 9.10. Этапы гашения дуги с автодутьем в масляных выключателях

третий этап (рис. 9.10, в). Происходит удаление из камеры оставшихся после гашения дуги горячих газов, продуктов разложения масла и заполнение внутренней полости камеры свежим маслом. На этом этапе происходит подготовка камеры для последующего ее включения и отключения. В масляных выключателях, предназначенных для работы в цикле АПВ, этот этап имеет очень важное значение.

Эффективность ДУ и ресурс масляных выключателей в значительной мере обуславливаются физико-химическими процессами, происходящими в зоне горения дуги. Образующиеся под влиянием дуги продукты разложения масла (H_2 , C и др.), ионизированный газ, пары материала контактов понижают отключающую способность ДУ и ограничивают коммутационный ресурс. Свободные частички углерода, образуя коллоидную взвесь, снижают электрическую прочность изоляционного промежутка и утяжеляют процесс включения КЗ в режиме АПВ из-за преждевременного пробоя межконтактного промежутка. Продукты разложения масла и изоляционных материалов камеры ДУ влияют на состояние контактов, их структуру и переходное сопротивление. Время горения дуги возрастает по мере накопления продуктов разложения в масле. Все это, естественно, требует постоянного контроля за состоянием качества масла, его уровнем в ДУ. Коммутационный ресурс в большой степени зависит от тока $I_{о.ном}$ выключателя и реальных токов отключения. Так, при $I_{о.ном} = 20$ кА для маломасляного выключателя на напряжение 35 кВ количество отключений $N \leq 10$, а при токе $I_{о.ном} = 10$ кА допустимое число отключений возрастает до $N \leq 30$. Вышеизложенные особенности требуют постоянного контроля за техническим состоянием масляных выключателей.

Конструкции масляных выключателей. Масляные выключатели благодаря простоте конструкции явились первыми выключателями высокого напряжения. Но отмеченные выше технические сложности по их эксплуатации, а также повышенные взрыво- и пожароопасность, необходимость в сложном масляном хозяйстве привели к значительному вытеснению этих типов выключателей. В настоящее время можно встретить в эксплуатации баковые выключатели на напряжение 220 и 110 кВ. Маломасляные выключатели можно разделить на две группы. Первая, более многочисленная, — с установкой ДУ в нижней части фазы и перемещением подвижного контакта на включение сверху вниз (см. рис. 9.9, в). Вторая — с перемещением подвижного контакта на включение снизу вверх и установкой ДУ в верхней части полюса. Выключатели второй группы более эффективны, так как в них повышаются отключаемые токи и улучшаются динамические процессы при отключении.

На рис. 9.11 представлена одна фаза (полюс) колонкового маломасляного выключателя ВК-10. Он выпускается на напряжение 10 кВ, номинальные токи 630, 1000 и 1600 А, номинальные токи отключения 20; 31,5 кА. Выключатели ВК-10 с пружинным приводом предназначены для работы в шкафах КРУ внутренней и наружной установки, а также в режиме АПВ.

Три полюса выключателя устанавливаются на литое основание, в котором расположены рычаги механизма, связанные со встроенным пружинным приводом. Полюс выключателя (рис. 9.11, а) образован изоляционным цилиндром 1, внутри которого проходят токоведущие элементы, соединенные с верхним неподвижным розеточным контактом 2 и обоймой

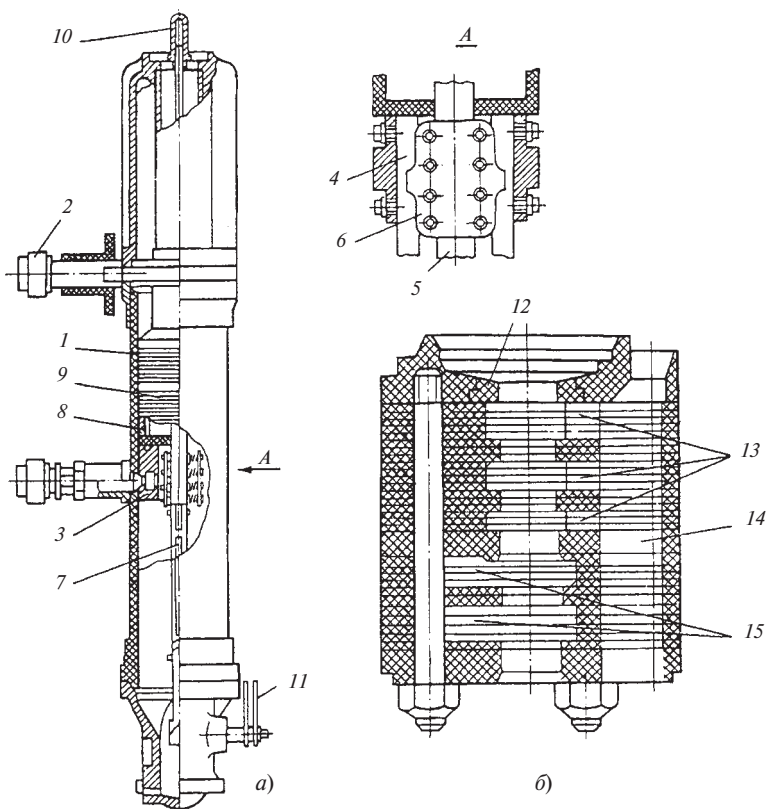


Рис. 9.11. Полос маломасляного выключателя ВК-10 (а) и его дугогасительная камера (б)

3, присоединенной к направляющим стержням 4. Токоподвод к подвижному контакту 5 от направляющих стержней осуществляется роликовым устройством 6. Подвижный контакт 5 присоединен к рычагу механизма управления 11 посредством изоляционной тяги 7. На обойму 3 сверху устанавливается распорный цилиндр 8, а на него дугогасительное устройство 9. Маслоуказатели 10 поплавкового типа расположены наверху полюса.

На рис. 9.11, б представлена конструкция дугогасительной камеры комбинированного масляного дутья, состоящей из пакета изоляционных пластин разной конфигурации, стянутых шпильками. Верхняя перегородка имеет кольцо 12, изготовленное из дугостойкого материала (фторопласта). Камера имеет центральное отверстие для прохода подвижного стержня. В верхней части камеры изоляционные пластины образуют три поперечные, расположенные одна под другой, дутьевые щели 13 для больших токов, связанные вертикальным каналом 14 с подкамерным и надкамерным пространствами.

В нижней части камеры имеются два глухих масляных кармана 15 для гашения малых токов. При гашении малых токов ввиду недостаточности давления газопаровой смеси, создаваемого в течение первого этапа, дуга не гаснет при движении стержня вдоль дутьевых щелей 13 и достигает глухих карманов 15. В этом случае вследствие незначительности объемов этих полостей масло, содержащееся в них, даже при незначительном токе отключения испаряется взрывообразно. Это приводит к попытке отрыва столба дуги за счет импульсного повышения давления от токоведущего стержня, так как выброс газопаровой смеси будет происходить вверх в зону, свободную от контактной свечи. Конусная втулка, установленная в средней части камеры, служит для предотвращения чрезмерного разгона подвижного стержня под воздействием высокого давления, возникающего в камере при отключении токов КЗ.

В настоящее время масляные выключатели за рубежом практически не выпускаются, но в отечественных сетях все еще довольно часто встречаются.

9.3.4. Электромагнитные выключатели

Несмотря на ограниченную область использования по напряжению (6—20 кВ) выключатели этого типа нашли в свое время широкое применение в КРУ, особенно в системах внутренних нужд на ТЭЦ и АЭС. Номинальные токи выключателей достигают 3150 А, а номинальные токи отключения — 40 кА. При этом в отличие от масляных или воздушных выключателей эксплуатационные расходы на них относительно невелики.

Принцип действия электромагнитного выключателя заключается в том, что при воздействии магнитного поля на дугу она удлиняется и направляется в дугогасительную камеру (рис. 9.12) узкощелевого типа,

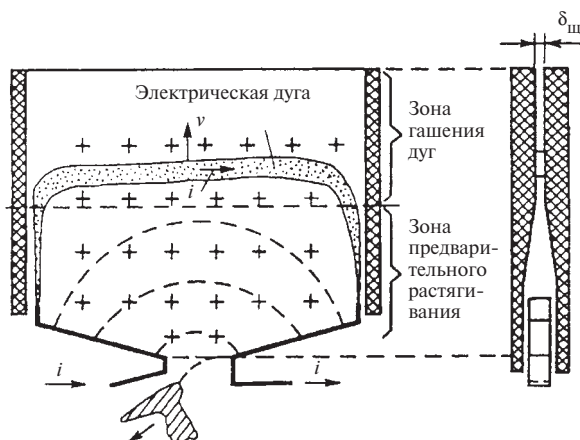


Рис. 9.12. Процесс гашения дуги в щелевой дугогасительной камере

где, тесно взаимодействуя со стенками камеры (диаметр «свободной» дуги значительно превосходит ширину щели $d_d > \delta_{щ}$), она охлаждается.

На рис. 9.13 представлено дугогасительное устройство электромагнитного выключателя ВЭМ-6, часто использовавшегося в КРУ, на напряжение $U_{ном} = 6$ кВ, номинальный ток отключения $I_{о. ном} = 38,5$ кА, номинальный ток $I_{ном} = 1600$ А.

На стальной раме 13 при помощи изоляторов 12 укреплены гасительная камера 14 и катушка магнитного дутья 11 с магнитными полюсами 10, охватывающими камеру с боков (показаны штриховыми линиями). Подвижный контакт 2 вращается на опорном изоляторе 1 при помощи изоляционной тяги 18. Выключатель имеет главный 3 и дугогасительные 5, 6

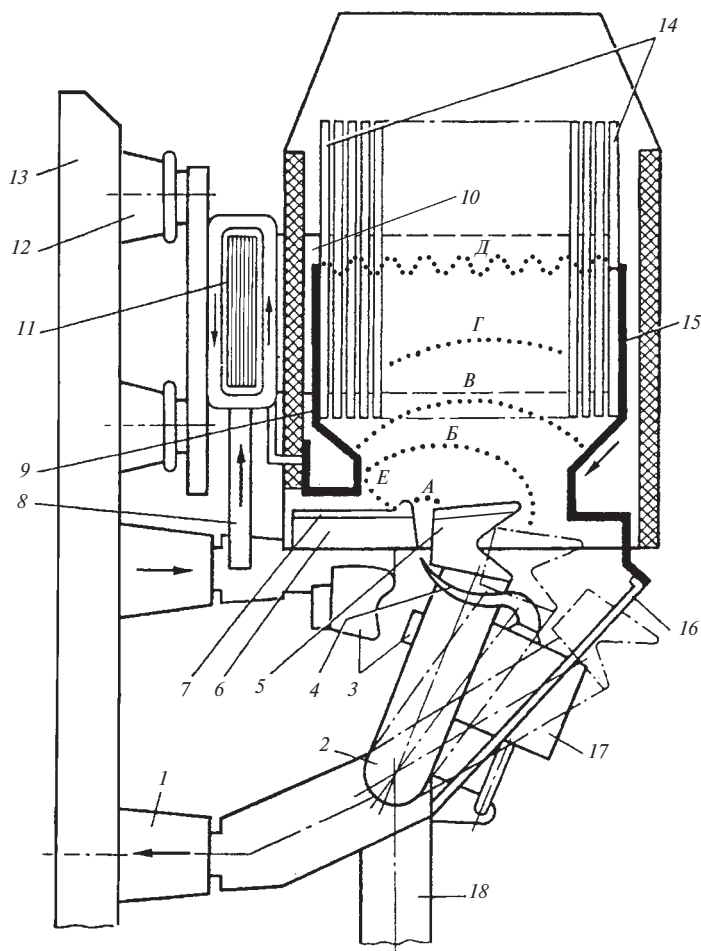


Рис. 9.13. Дугогасительное устройство электромагнитного выключателя ВЭМ-6

контакты. В зависимости от назначения функции их различны: главный служит для проведения тока во включенном состоянии и имеет серебряные накладки для снижения переходного сопротивления; дугогасительный обеспечивает режим коммутации и армирован дугостойкой металлокерамикой 7. При размыкании дугогасительных контактов 5, 6 возникающая между ними дуга под воздействием электродинамических сил перемещается вверх. По мере развития дуги на рисунке показаны различные этапы ее промежуточного положения (*А, Б, В, Г, Д, Е*). Неподвижный контакт 6 отделен от дугогасительного рога 9 изоляционным промежутком, необходимым для того, чтобы катушка магнитного дутья 11 включалась посредством связи 8 лишь в момент перехода основания дуги на дугогасительный рог 9 (участок дуги *Е* шунтируется катушкой магнитного дутья 11). Пройдя этапы последовательного гашения дуги *А—Е—Б—В—Г—Д* в магнитном поле, образованном катушкой магнитного дутья, связью 16 и дугогасительным рогом 15, дуга приобретает очень большие линейные размеры (до 2 м), что приводит к необходимым условиям для ее гашения.

Следует отметить, что при отключении небольших токов (десятки ампер) электродинамические силы на начальном этапе развития дуги недостаточны для ее вхождения в ДУ. Для устранения этого недостатка имеется автопневматическое устройство 17. Поршень его связан с подвижным контактом 2, что приводит к выбросу струи сжатого воздуха по трубке 4 автопневматического устройства на контактную поверхность неподвижного дугогасительного контакта 6 и облегчает условия перехода дуги на дугогасительный рог 9.

9.3.5. Вакуумные выключатели

В последние годы отмечается интенсивное использование вакуумных коммутаторов в области напряжений 6—35 кВ для создания вакуумных контакторов, выключателей нагрузки, вакуумных выключателей для КРУ. Это объясняется рядом бесспорных достоинств: высокое быстродействие, полная взрыво- и пожаробезопасность, экологическая чистота, широкий диапазон температуры (от +200 до -70 °С), надежность, минимальные эксплуатационные затраты, минимальные габаритные размеры, повышенная стойкость к ударным и вибрационным нагрузкам, высокая износостойкость при коммутации номинальных токов и токов нагрузки, произвольное пространственное рабочее положение вакуумного дугогасительного устройства.

Принцип использования вакуума для гашения дуги при высоких напряжениях известен достаточно давно. Но практическая реализация стала возможна лишь после появления технических возможностей — создания вакуумночистых сборок материалов и получения высокого вакуума до $1,3(10^{-2}—10^{-5})$ Па. На рис. 9.14 показана зависимость напря-

Рис. 9.14. Зависимость напряжений разряда U_p в однородном поле от расстояния между контактами l_k для различных изоляционных сред:

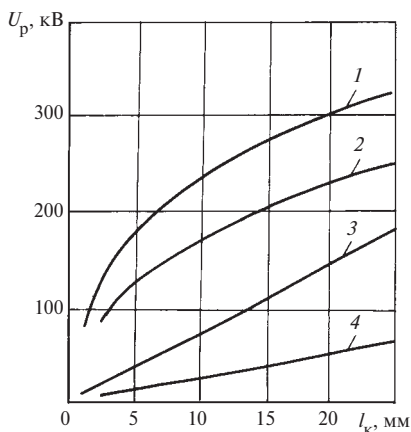
1 — вакуум; 2 — масло; 3 — элегаз; 4 — воздух

жений разряда в однородном поле от расстояния между контактами для различных изоляционных сред.

Физические основы существования дуги в вакууме.

Условия существования и гашения дуги в вакууме имеют свои особенности. При расхождении контактов в вакуумной дугогасительной камере (ВДК) в последний момент между ними образуется жидкометаллический мостик, который затем разрушается. Происходит ионизация паров металла контактного мостика под воздействием приложенного напряжения сети, приводящая к образованию дуги. Таким образом, дуга в вакууме существует из-за ионизации паров контактного материала вначале за счет материала контактного мостика, а затем в результате испарения материала электродов под воздействием энергии дуги. Поэтому, если поступление паров контактного материала будет недостаточно, вакуумная дуга должна погаснуть. При подходе тока к нулю тепловая энергия, выделяющаяся в дуге, тоже уменьшается, количество паров металла соответственно снижается, и дуга должна погаснуть на первом переходе тока через нуль. Время горения дуги в ВДК не превышает 10 мс. Кроме того, для вакуумной дуги характерна очень высокая скорость деионизации столба дуги (диффузная деионизация носителей тока электронов и ионов), обеспечивающая быстрое восстановление электрической прочности после погасания дуги.

В вакууме электрическая дуга существует либо в рассеянном, «диффузном», виде при токах до 5000—7000 А, либо в концентрированном, «сжатом», виде при больших значениях тока. Граничный ток перехода дуги из одного состояния в другое зависит в значительной степени от материала, геометрической формы и размеров контактов, а также от скорости изменения тока. «Диффузная» дуга в вакууме существует в виде нескольких параллельных дуг одновременно, через каждую из которых может протекать ток от нескольких десятков до нескольких сотен ампер. При этом катодные пятна, отталкиваясь друг от друга, стремятся охватить всю контактную поверхность. При небольших токах и значительной площади контактов силы электромагнитного взаимодействия этих проводников с током (токи одного направления притягиваются) не могут преодолеть сил отталкивания катодных пятен друг от друга. Так как через каждое катодное пятно протекают небольшие токи, это приводит к небольшим размерам опорных пятен дуги на катоде.



По мере увеличения тока силы электромагнитного притяжения преодолевают силы отталкивания и происходит слияние отдельных дуг в один канал, что приводит к резкому увеличению размеров катодного опорного пятна. Вследствие этого появляются значительные трудности гашения дуги либо происходит полный отказ камеры. Поэтому задачи, стоящие при разработке ВДК, заключаются в создании условий, при которых дуга существовала бы в диффузном виде, либо время воздействия «сжатой» дуги на электроды было бы минимальным. Это достигается созданием радиальных магнитных полей, обеспечивающих перемещение опорных точек дуги с высокой скоростью по электродам.

Для получения радиальных и аксиальных магнитных полей разработаны различные конструкции контактных систем (рис. 9.15). В ВДК на номинальное напряжение 10 кВ и номинальные токи отключения до 31,5 А применяются контактные системы с поперечным (по отношению к дуге) радиальным магнитным полем (рис. 9.15, а). Контакты 2 со спиральными лепестками имеют вид дисков, у которых периферийные участки разрезаны спиральными пазами 3 на сегменты, соединенные в центральной части. В замкнутом состоянии контакты соприкасаются

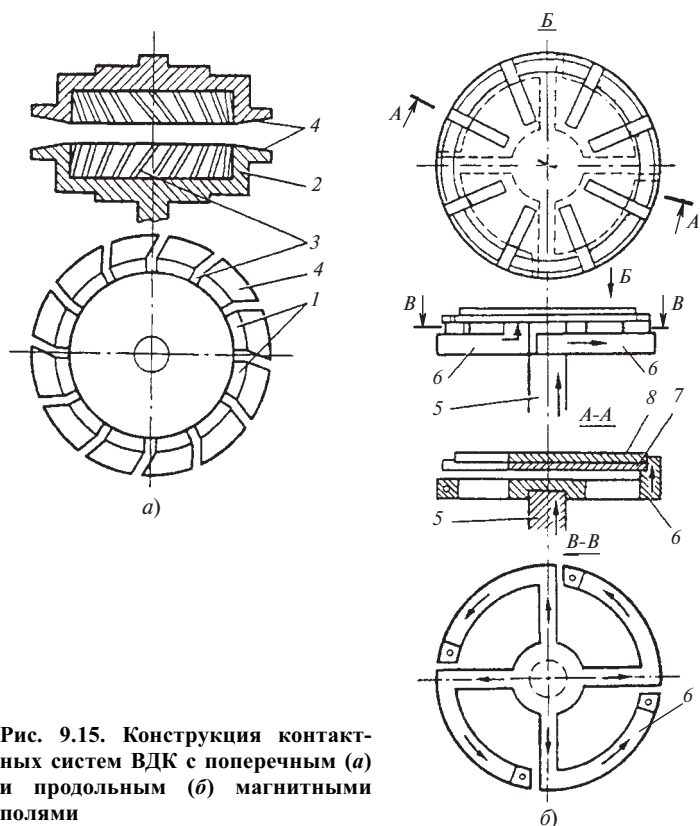


Рис. 9.15. Конструкция контактных систем ВДК с поперечным (а) и продольным (б) магнитными полями

по кольцевому выступу 1. При размыкании контактов дуга под воздействием электродинамических сил, возникающих из-за искривления контура тока, перемещается на периферийные участки 4. При этом из-за спиралеподобных прорезей возникает радиальное магнитное поле, под воздействием которого дуга перемещается по периферийным участкам с высокой скоростью, что не вызывает появления больших расплавленных зон на электродах. С увеличением тока до 50 кА при ограниченности геометрических размеров электродов скорости движения дуг становятся столь велики, что дуга все-таки успевает образовать значительные оплавления особенно острых кромок лепестков. Это и обусловило предел отключающей возможности контактных систем такого типа — до 50 кА.

Новые разработки контактных систем направлены на создание аксиального (продольного по отношению к дуге) магнитного поля, образованного током отключения.

Схема контактной системы, представленная на рис. 9.15, б, позволяет коммутировать токи 200 кА. Создание магнитного поля, аксиального параллельным дугам, не дает им возможности соединиться, что сохраняет дугу в диффузном виде. Ток от центрального токоподвода 5 растекается по четырем радиально расположенным токопроводящим «спицам» 6, оканчивающимся на периферии проводниками кольцевой формы, но ограниченными лишь четвертью окружности каждая. В целом это создает один виток, обтекаемый током отключения. Оконечности этих кольцевых дуг соединяются непосредственно с электродом 7, на котором и происходит процесс возникновения и гашения дуги. Непосредственно контактирующие поверхности электродов 7, 8 имеют радиальные прорези, препятствующие слиянию дуг.

Как отмечалось выше, дуга возникает и существует в результате ионизации паров материала контактов. При недостаточном их поступлении она должна гаснуть. Но оказывается, что дуга может погаснуть раньше естественного перехода тока через нуль — явление «среза тока». И тогда могут возникнуть опасные как для аппарата, так и для отключаемой цепи перенапряжения. Исследования показали, что максимальный ток среза наблюдается на контактах из молибдена — 14 А, вольфрама — 9 А, меди — 2 А, висмута — 0,3 А. Поэтому в качестве контактного материала не может быть использован какой-либо один металл, а используется сложная композиция на базе металла с высокой тепло- и электропроводностью — меди, а также небольших включений легколетучих компонентов — висмута, сурьмы, хрома и пр. Таким образом удастся уменьшить ток «среза» до минимального значения.

Конструкции вакуумных выключателей. Конструкции вакуумных выключателей близки к маломасляным и часто отличаются только тем, что имеют вакуумную дугогасительную камеру.

Существует много различных конструкций вакуумных дугогасительных камер. Одна из распространенных конструкций (рис. 9.16) имеет два

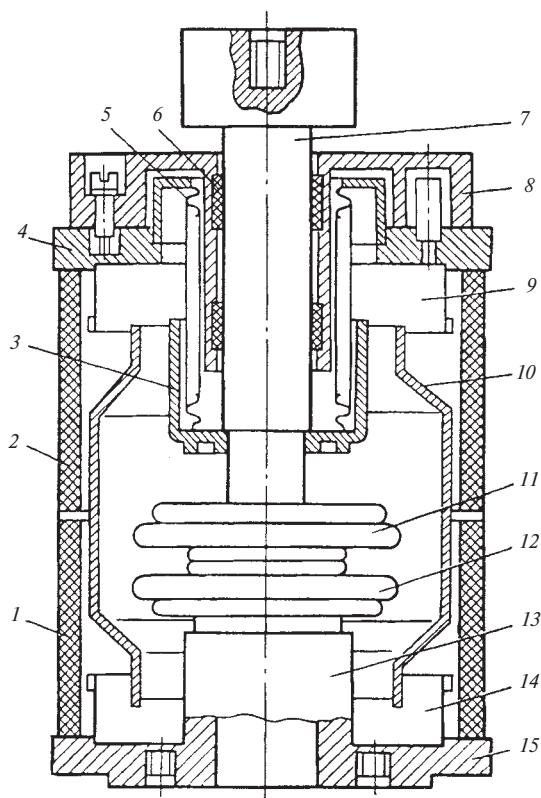


Рис. 9.16. Вакуумная дугогасительная камера ВДК-10-31

изоляционных цилиндрических кожуха 1, 2, снабженных по торцам металлическими фланцами 4, 15. Неподвижный контакт 12 при помощи токовода 13 жестко крепится к фланцу 15, подвижный контакт 11 связан с фланцем 4 при помощи сильфона 5. Токоподвод 7 подвижного контакта 11 перемещается в направляющих 6 корпуса 8, соединенного с фланцем 4. Как правило, в конструкции ВДК имеются экраны 3, 9, 10, 14, выполняющие функции повышения электрической прочности камеры за счет выравнивания градиента напряженности электрических полей и защиты внутренних изоляционных частей от металлизации распыленным контактным материалом. Как следует из рис. 9.14 (кривая 1), электрическая прочность контактного промежутка очень высока. Это приводит к тому, что расстояние между контактами при напряжениях до 35 кВ не превышает 5 мм. Несмотря на то что сильфоном создаются определенные усилия на контакт, общее контактное усилие с учетом токов КЗ 40—100 кА в ВДК может достигать 1000—4000 Н.

Вакуумные выключатели находят все более широкое применение, заменяя и вытесняя менее надежные и более металло- и материалоемкие

масляные и электромагнитные выключатели. Выпуск вакуумных выключателей среднего напряжения от общего выпуска в настоящее время достиг в Японии 50 %, в Великобритании 30 % и в США 20 %.

9.4. Разъединители, отделители, короткозамыкатели

Как отмечалось выше, *разъединители* служат лишь для коммутации обесточенных цепей в целях проведения ремонта или ревизии АВН, а также для выполнения переключений РУ на резервное питание. При проведении ревизии или ремонта того или иного электротехнического оборудования на высоком напряжении необходимо после отключения тока в данной цепи произвести отключение данного объекта с обеих сторон с созданием видимого разрыва цепи. Кроме того, объект с обеих сторон заземляется либо переносными заземлителями, либо заземлитель предусмотрен в конструкции разъединителя и заблокирован с механизмом привода ножа разъединителя. Исходя из задачи обеспечения безопасности обслуживающего персонала при проведении работ на линии, а также осуществления бесперебойного электроснабжения потребителей, разъединитель должен отвечать следующим требованиям:

- обеспечивать видимый разрыв тока в цепи при отключении;
- быть термически и электродинамически устойчив;
- иметь требуемый уровень изоляции при любых атмосферных условиях;
- иметь простую и надежную конструкцию с учетом самых тяжелых условий работы (обледенение, ветровые нагрузки).

Поэтому разъединитель имеет таким образом организованную изоляцию, что при появлении недопустимо большого напряжения на полюсе отключенного разъединителя пробой должен произойти между полюсом и землей по его опорной изоляции, а не между разведенными ножами.

Разъединители наружной установки, как правило, имеют заземлители и могут снабжаться дугогасительными рогами для гашения емкостных токов и приспособлениями, разрушающими корку льда.

Большое разнообразие условий эксплуатации электроустановок определяет и конструктивные различия разъединителей. На рис. 9.17 в качестве примера показан современный элегазовый разъединитель на напряжение 362 кВ.

Отделители и короткозамыкатели устанавливаются на стороне высшего напряжения в менее ответственных РУ в целях экономии капитальных затрат и места. Выключатели при этом предусматриваются только на стороне низшего напряжения. При перегрузках силового трансформатора, повреждении его внутренней изоляции, повышенном газовыделении внутри бака происходит срабатывание реле газоанализатора среды либо реле дифференциальной защиты. Срабатывание этих реле дает команду на автоматическое срабатывание короткозамыкателя, провоцирующего действительное КЗ на стороне высшего напряжения. В цепи

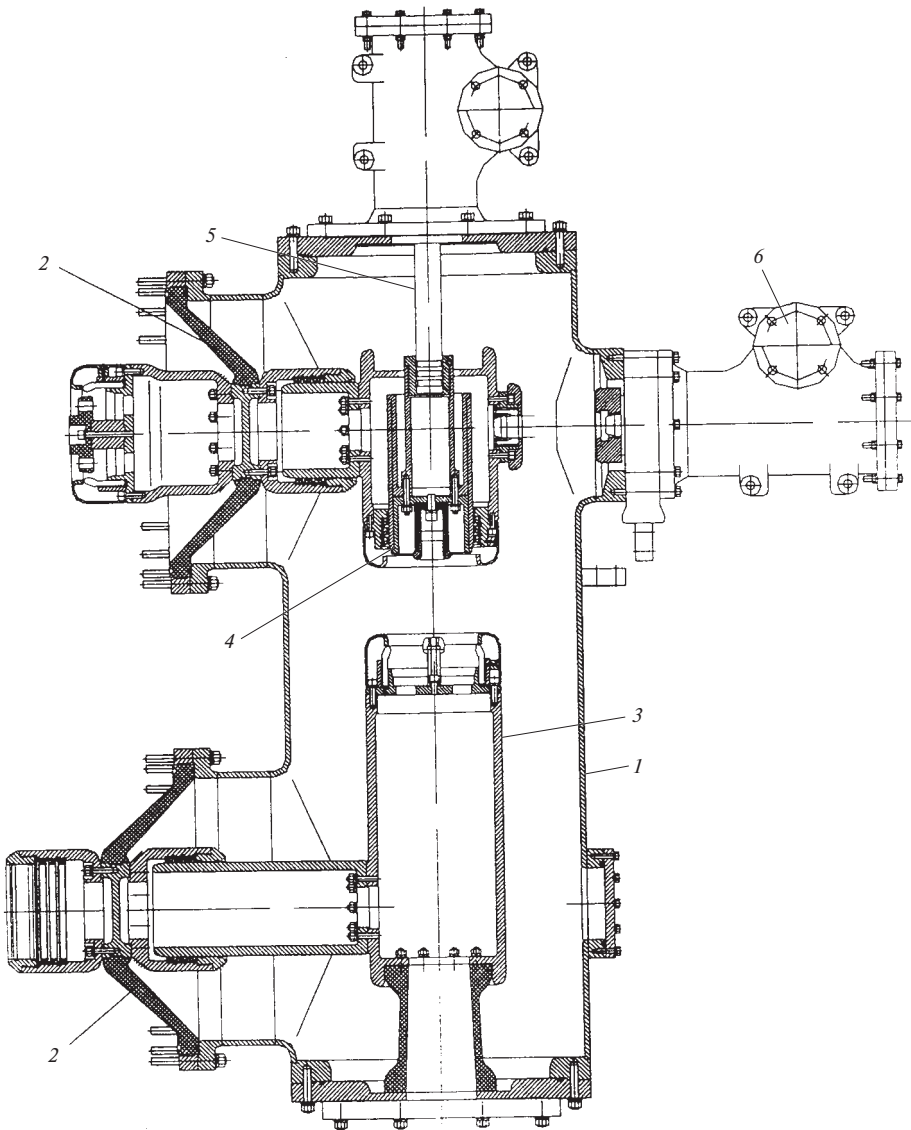


Рис. 9.17. Разъединитель шинный на 362 кВ:

1 — резервуар; 2 — изолятор; 3 — неподвижный контакт; 4 — подвижный контакт; 5 — тяга; 6 — заземлитель

протекания тока КЗ короткозамыкателя установлены трансформаторы тока, которые дают команду о чрезмерном токе в систему релейной защиты, в свою очередь включающей систему управления выключателем на отключение выключателя. После отключения искусственно созданного КЗ линейным выключателем, часто находящимся на значительном уда-

лении от данного РУ, исчезновение тока КЗ дает команду на отключение отделителя данного РУ. После чего в соответствии с режимом АПВ питание линии вновь возобновляется, т.е. обеспечивается отключение трансформатора в аварийном состоянии без использования выключателя на стороне высшего напряжения. Отключение короткозамыкателя осуществляется приводом, включение — с помощью взведенных пружин. Отделитель отключается автоматически, включается вручную для исключения возможности ошибочного автоматического включения при неотключенном короткозамыкателе.

Коммутационный аппарат нового типа — выключатель с функцией разъединителя

В существующих схемах открытых распределительных устройств с обеих сторон выключателя установлены разъединители. Разъединители обеспечивают возможность создания видимого разрыва при проведении технического обслуживания и ремонта выключателя.

За последние годы технические характеристики выключателей значительно улучшились, что позволило значительно снизить объемы технического обслуживания. За этот период объемы работ по техническому обслуживанию разъединителей практически не сократились. Контакты разъединителей не защищены от воздействия окружающей среды и требуют постоянного контроля.

Рядом зарубежных компаний проведены работы по созданию комбинированных аппаратов, применение которых позволяет отказаться от использования традиционных разъединителей [9.3].

К таким аппаратам, в частности, относятся выключатели-разъединители (ВР) производства компании «ABB». Контакты ВР расположены внутри заполненного элегазом дугогасительного устройства и в отключенном положении выполняют функцию разъединителя. Надежная система блокировки в сочетании со встроенным заземлителем, оснащенным моторным приводом, и четкая фиксация положения контактов обеспечивают безопасность работы персонала при техническом обслуживании и ремонте.

Выключатель-разъединитель создан на основе элегазовых колонковых выключателей типов LTV и HPL с пружинными приводами с пополюсным или трехполюсным управлением.

Основные отличия ВР от традиционных выключателей:

межконтактный промежуток ВР в отключенном положении выдерживает испытательные напряжения, нормированные стандартами для межконтактного промежутка разъединителя. При отключениях ВР электрическая прочность межконтактного промежутка снижается, требования к нормированному испытательному напряжению должны выполняться после наработки механического и коммутационного ресурса;

в отключенном положении ВР блокируется от ошибочного или случайного включения в приводе специальным блокирующим механическим устройством с дистанционным и ручным управлением, фиксирующим тягу, соединяющую привод с полюсами, и исключающим возможность ее перемещения.

Поскольку положение контактов ВР нельзя определить визуально, важным фактором обеспечения безопасности работ является наличие заземлителя, положение контактов которого легко контролировать.

При одиночной системе шин заземлитель встраивается в ВР. Неподвижные контакты заземлителя устанавливаются на нижних выводах ВР. В схемах, где напряжение может быть подано с двух сторон, например при двойной системе шин или в полуторной схеме, более рационально устанавливать аппарат-заземлитель отдельно от ВР.

Внедрение выключателей-разъединителей в ЕЭС России позволит:

- повысить надежность энергосистемы за счет исключения дополнительных элементов и снижения количества оперативных ошибок;
- уменьшить земельный участок, отводимый под подстанцию (ПС);
- снизить эксплуатационные издержки.

9.5. Комплектные распределительные устройства

Комплектные распределительные устройства высокого напряжения (КРУ) предназначены для приема и распределения электрической энергии трехфазной системы переменного тока промышленной частоты. Они применяются в распределительных устройствах (РУ) электростанций и подстанций, энергосистем, преобразовательных подстанций, подстанций промышленных и сельскохозяйственных предприятий, угольных шахт, нефтебуровых установок, жилых комплексов и др.

Создание КРУ и освоение их промышленного производства обеспечили возможность отказа от строительства РУ и монтажа отдельного оборудования в условиях строительной площадки. Изготовление необходимого для РУ комплекта шкафов КРУ производится на специализированных предприятиях в заводских условиях по отработанным технологическим процессам. Это позволяет резко сократить трудовые затраты на электромонтажные работы и численность занятого на монтаже квалифицированного персонала. Кроме того, повышаются качество и надежность самих электротехнических устройств.

КРУ состоят из полностью или частично закрытых шкафов или блоков со встроенными в них аппаратами высокого напряжения (АВН), устройствами защиты автоматики и контрольно-измерительной аппаратуры. Поставляются КРУ или полностью изготовленными на заводе, или максимально подготовленными на заводе блоками для их стыковки и монтажа на месте.

Различают КРУ внутренней и наружной установки.

В последнее время начали широко применяться герметизированные КРУ (ГРУ), в которых все токоведущие элементы и весь комплекс аппаратуры (выключатели, разъединители и т.д.) расположены внутри герметичной оболочки со сжатым газом SF_6 (элегазом).

9.5.1. Комплектные РУ

Рассмотрим КРУ 6—10 кВ внутренней установки в помещении. Эти КРУ набираются из отдельных шкафов в соответствии с выбранной схемой. Комплектные РУ бывают стационарного исполнения, когда коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы, разрядники и т.д. устанавливаются в корпусе шкафа неподвижно, и выдвижного исполнения, когда размещение электрических аппаратов производится в шкафу на подвижных тележках. Опыт эксплуатации КРУ показал, что наиболее удобной конструкцией являются КРУ с выдвижными элементами, так как они обеспечивают удобство обслуживания и ремонта, а в необходимых случаях можно быстро и легко производить замену выдвижных элементов. При этом выдвижной элемент может занимать три различных положения: рабочее, при котором главные и вспомогательные цепи шкафа замкнуты;

контрольное, при котором главные цепи шкафа разомкнуты, а вспомогательные замкнуты;

ремонтное, когда выдвижной элемент находится вне корпуса шкафа и его главные и вспомогательные цепи разомкнуты.

Все двери в шкафу КРУ открываются на угол, обеспечивающий вкатывание и выкатывание выдвижного элемента этого шкафа и всех соседних шкафов.

Сами шкафы в помещении могут располагаться на некотором расстоянии от стен, чтобы был доступ к задней стенке шкафа, или вплотную к стенам помещения — так называемые КРУ «прислонного типа».

Коммутационная способность КРУ определяется параметрами встраиваемых выключателей с соответствующим приводом. При возникновении внутри шкафа КРУ короткого замыкания с открытой электрической дугой его конструкция должна обеспечивать локализацию аварии в пределах шкафа или монтажной схемы главной цепи присоединения, при времени действия электрической дуги 1 с.

В настоящее время наиболее широко в энергосистемах России применяются шкафы КРУ с малообъемными масляными выключателями со встроенным электромагнитным приводом.

Наиболее перспективным направлением в КРУ 6—10 кВ является применение вакуумных выключателей, которые более надежны в эксплуатации по сравнению с масляными и электромагнитными и имеют значительно меньшие размеры, что позволяет создать малогабаритные КРУ двухъярусного типа. Применение вакуумных выключателей дает еще ряд

преимуществ: хорошие коммутационные характеристики, отсутствие опасности загорания или взрыва, отсутствие шума и, наконец, срок службы этих выключателей практически не ограничен.

Комплектные КРУ наружной установки (КРУН) до 35 кВ по своей конструкции можно разделить на три основные группы:

первая группа представляет собой помещение РУ, сделанное из металла, со встроенным оборудованием и аппаратурой и с наличием коридора для обслуживания. Эти конструкции рассчитаны на одностороннее обслуживание оборудования и аппаратуры;

вторая группа состоит из шкафов индивидуального исполнения с выдвижными элементами. В этих конструкциях каждый шкаф представляет собой самостоятельный элемент, рассчитанный для установки его на открытом воздухе. Здесь предусматривается двустороннее обслуживание встраиваемого в шкафы оборудования и аппаратуры, для чего на фасаде и в задней стенке шкафа предусмотрены двери. Обслуживание и установка выдвижных элементов для испытания и ремонта осуществляется при открытых дверях шкафа;

третья группа — шкафы индивидуального исполнения без выдвижных элементов, т.е. со стационарно установленным оборудованием и аппаратурой.

К шкафам КРУ наружной установки предъявляются в основном те же требования, что и к шкафам КРУ внутренней установки с учетом дополнительного требования по нормальной эксплуатации на открытом воздухе в любую погоду и в любом климатическом районе.

Основными направлениями дальнейшего развития и совершенствования КРУ являются: повышение их надежности и безопасности, повышение уровня их заводской готовности и укрупнение блочности их поставки, оптимальное сокращение размеров КРУ, создание новых конструкций КРУ на более высокие параметры и др.

Характерным для конструкции КРУ зарубежных фирм является широкое применение твердой изоляции токоведущих частей, а в ряде случаев и изоляции аппаратов.

На замену КРУ с маломасляными и электромагнитными выключателями пришли вакуумные и элегазовые выключатели. Благодаря свойствам элегаза удалось создать традиционные КРУ значительно меньших размеров на номинальные напряжения 10, 24 и 36 кВ, токи до 3000 А и номинальные токи отключения до 40 кА. Описание ячейки вводной и отходящей линий приведен на рис. 9.18, а описание принципа работы элегазового полюса автокомпрессорного выключателя для ячеек такого типа дано ранее, см. рис. 9.7.

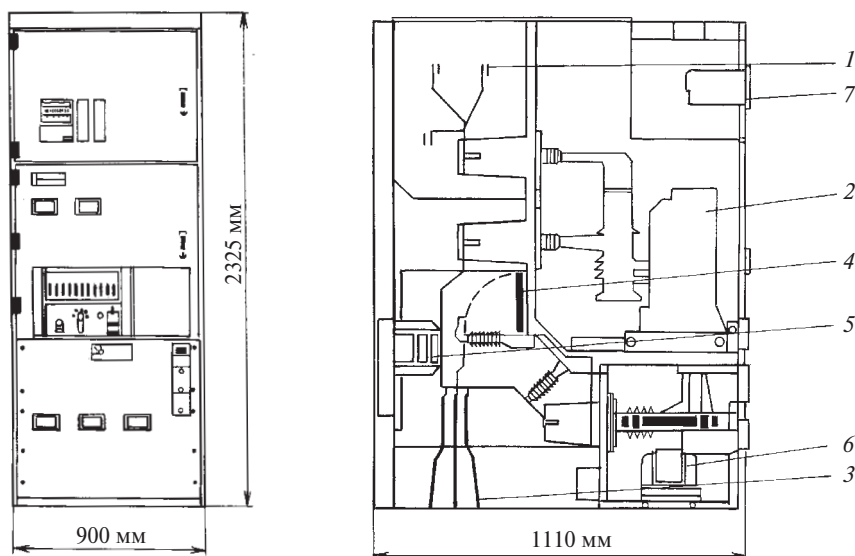


Рис. 9.18. Ячейка типа АД вводной и отходящей линий:

1 — отсек сборных шин для присоединения ячеек между собой; 2 — выкатной элемент (выключатель SF1-2, оснащенный выкатной тележкой разъединителя с предохранителем или выкатной тележкой заземляющего разъединителя); 3 — отсек кабельной сборки высокого напряжения с доступом через переднюю панель; 4 — отсек заземляющего разъединителя; 5 — отсек датчиков тока; 6 — отсек трансформаторов напряжения (опция — с выкатными тележками); 7 — цепи вторичной коммутации и устройства защиты, контроля и управления, размещенные в одном отсеке, отделенном от аппаратов высокого напряжения

Следует отметить, что часто габаритные размеры элегазовых и вакуумных выключателей позволяют применять их вместо отслуживших срок маломасляных.

9.5.2. Герметизированные комплектные РУ на основе элегаза (КРУЭ)

Свойства элегаза идеально подошли для создания конструкций не только отдельно стоящих выключателей и традиционных КРУ, но и всего комплекса оборудования для герметизированных КРУ (ГРУ). Как известно, элегаз (шестифтористая сера — SF_6) обладает высокими изоляционными и дугогасящими свойствами и практически не разлагается под воздействием дуги. Трехполюсные комплектные распределительные устройства, имеющие элегазовую изоляцию главных цепей (КРУЭ), предназначены для приема, распределения и передачи электроэнергии, измерения параметров и коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока на напряжение 110 кВ и выше.

Основные области применения КРУЭ:

- крупные города для ввода энергии в центральные районы;
- районы с полностью автоматизированными подстанциями;

предприятия металлургии и химии, а также электростанции, расположенные в районах с сильно загрязненной атмосферой;

районы с солевыми туманами;

гидростанции в скальном грунте с ограниченными или трудноосваиваемыми площадями под подстанции.

Кроме уменьшения размеров оборудования и герметизации их конструкций применение элегаза, обладающего уникальными свойствами, дает еще ряд дополнительных преимуществ при создании герметизированных РУ. Это защита обслуживающего персонала от воздействия электрических и магнитных полей; повышение электробезопасности персонала; отсутствие атмосферных воздействий на работу изоляции, контактных и конструктивных элементов; снижение уровня шума при работе оборудования, исключение радиопомех, более высокая сейсмостойкость и ряд других, так как токоведущие части КРУЭ расположены в заземленных немагнитных оболочках, заполненных элегазом под давлением. Разрыв оболочек исключен даже при дуговом перекрытии.

Конструкции КРУЭ, включающие весь набор универсального оборудования распределительных устройств, и выполнение их в виде отдельных блоков, сокращают трудоемкость и сроки выполнения проектных работ. Малогабаритность КРУЭ и высокая готовность к работе их элементов, поступающих на монтаж, позволяет снизить трудоемкость и стоимость РУ, а также сократить сроки ввода их в эксплуатацию.

При более высокой трудоемкости изготовления герметичного элегазового оборудования по сравнению с затратами на изготовление одноименной отдельно стоящей аппаратуры традиционного исполнения, изготовителям КРУЭ удалось достигнуть наиболее высоких ресурсных характеристик их элементов, что дает им дополнительные преимущества при выборе оборудования потребителям.

В настоящее время КРУЭ конструкционно представляют собой совокупность стандартных элементов: коммутационных, измерительных и других аппаратов и устройств, заключенных в герметичную металлическую оболочку, заполненную элегазом, которая показана на рис. 9.19.

Отдельные аппарат или устройство являются элементами КРУЭ. Для соединения между собой отдельных элементов, оболочки каждого из них имеют изоляторы, фланцы или патрубки, контакты и уплотнения. КРУЭ изготавливаются либо как комплекс различных функциональных ячеек, каждая из которых выполняет функцию какой-либо электрической схемы РУ, либо как комплекс всех необходимых элементов в соответствии с заданной заказчиком схемой. По функциональному назначению ячейки КРУЭ могут быть линейные, шиносоединительные, трансформаторов напряжения и секционные с одной или двумя системами сборных шин. На рис. 9.20 показана схема КРУЭ, условно названная «четыреугольником».

В последнее время проявляется тенденция к объединению в одном герметизированном объеме различных аппаратов. Например, объедине-

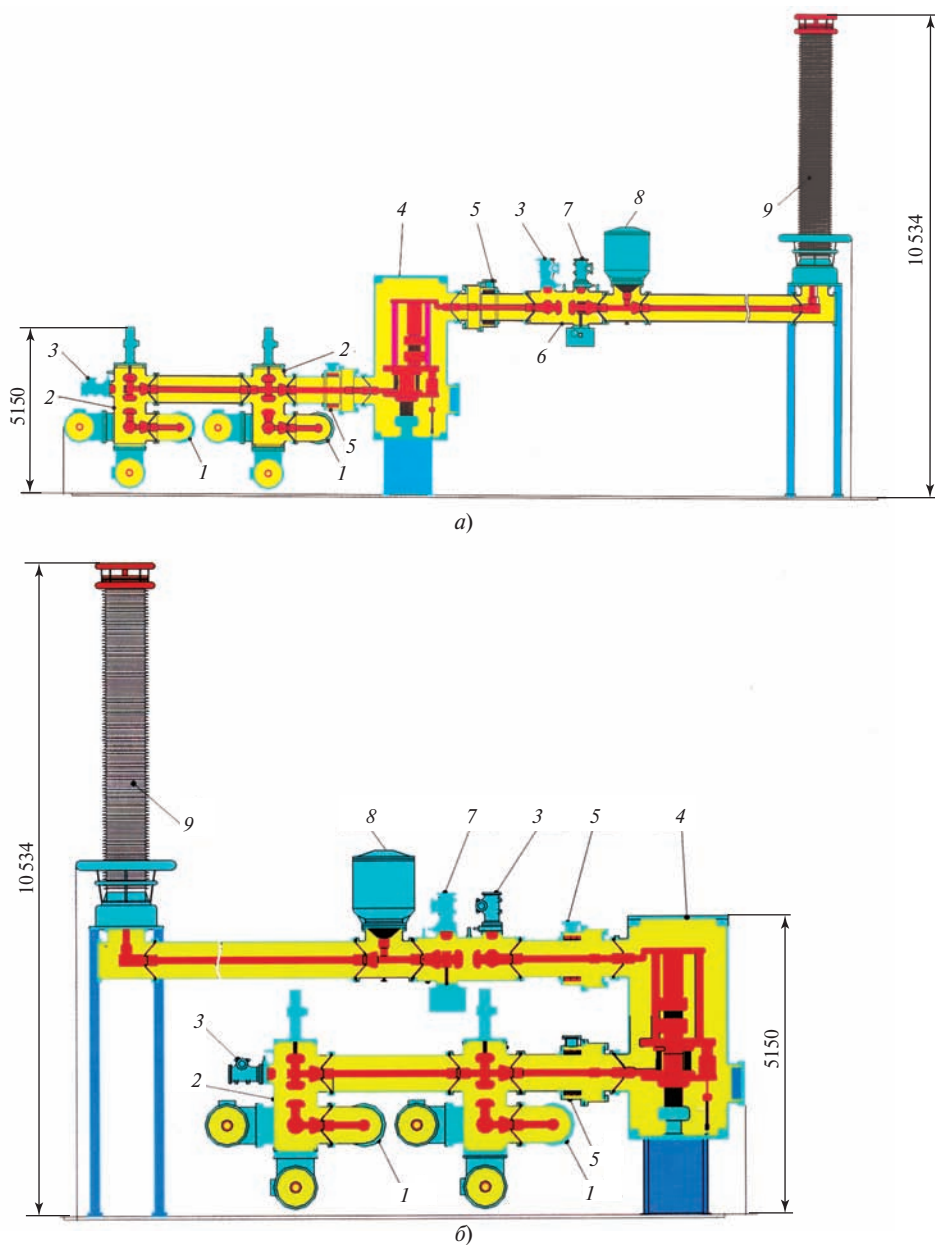


Рис. 9.19. КРУЭ на напряжение 500 кВ вид спереди (а), вид слева (б):

1 — сборная шина; 2 — шинный разъединитель; 3 — заземлитель; 4 — полюс выключателя; 5 — трансформатор тока; 6 — линейный разъединитель; 7 — быстродействующий заземлитель; 8 — трансформатор напряжения; 9 — ввод «воздух-элегаз»

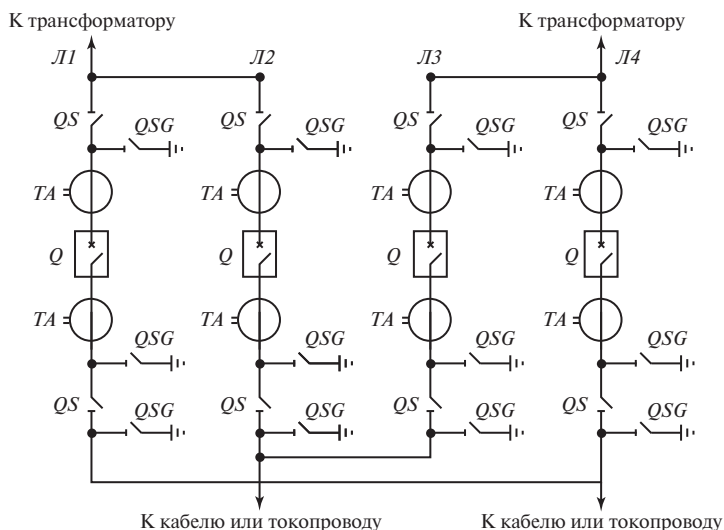


Рис. 9.20. Пример выполнения КРУЭ по схеме «четырёхугольника»:

Л1—Л4 — линия; Q — выключатель; QS — разъединитель; QSG — заземлитель; ТА — трансформатор тока

ние выключателя с трансформаторами тока, а сборных шин — с разъединителями и т.д. К особенностям КРУЭ при их эксплуатации следует отнести требования к оболочкам элементов по обеспечению их стойкости при внутреннем коротком замыкании на корпус и горении дуги в течение 0,3 с, а также повышении давления в них. Кроме того, особое внимание уделяется системе заземления, которое предусмотрено как в конструкции отдельных элементов, так и для всего РУ КРУЭ.

В настоящее время известны различные конструкции КРУЭ на напряжение от 110 до 800 кВ.

Рассмотрим одно из наиболее часто применяемых КРУЭ на напряжение 110 кВ. Например, КРУЭ, скомплектованное по электрической схеме, показанной на рис. 9.20, и состоящее из разных по назначению ячеек, соединительных секций, различных вводов и нестандартных элементов. Пример компоновки такой схемы с габаритными размерами показан на рис. 9.21. Ячейка состоит из трех одинаковых полюсов и секций сборных шин. Полюс в зависимости от типа исполнения ячейки состоит из модулей: выключателя с гидроприводом, разъединителей и заземлителей с приводами, измерительных трансформаторов, соединительных секций. Полюс линейной ячейки в разрезе типа ЯГК-110Л-23УХЛЧ показан на рис. 9.22.

Все внутренние механизмы и токоведущие части элементов ячеек заключены в газонепроницаемые алюминиевые корпуса, полости которых заполнены элегазом, а сами корпуса заземлены.

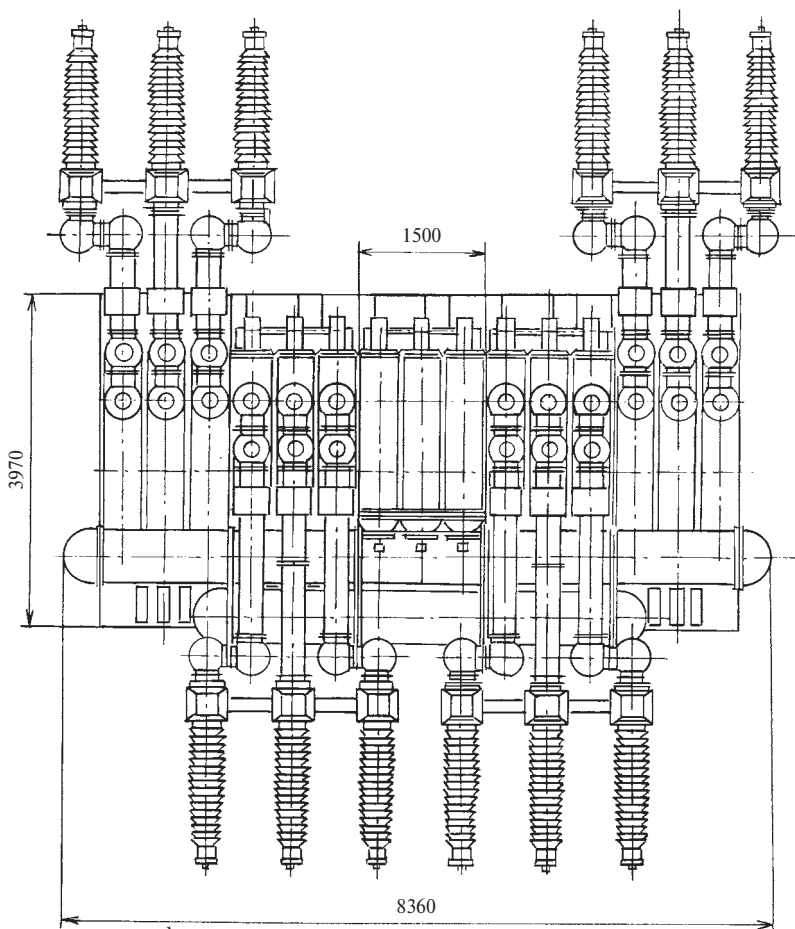


Рис. 9.21. Компонировка КРУЭ на 110 кВ по схеме «четырёхугольника»

Между корпусами отдельных элементов установлены изоляторы из эпоксидного компаунда. Изоляторы служат опорой для токоведущих частей элементов ячеек и вместе с элегазом обеспечивают изоляцию частей, находящихся под напряжением, от заземленных корпусов.

Газовый объем полюса разделен на четыре герметичные, изолированные друг от друга полости: выключателя, линейного разъединителя, разъединителя сборных шин, находящихся под разными давлениями. Кроме того, есть герметичные полости на каждую систему сборных шин всего КРУЭ. Газовые полости с одним давлением объединены медными трубками. Каждая герметичная или объединенная полость снабжена обратным клапаном для заполнения ее элегазом и датчиком давления с температурной компенсацией. При необходимости полость снабжается предохранительным мембранным устройством.

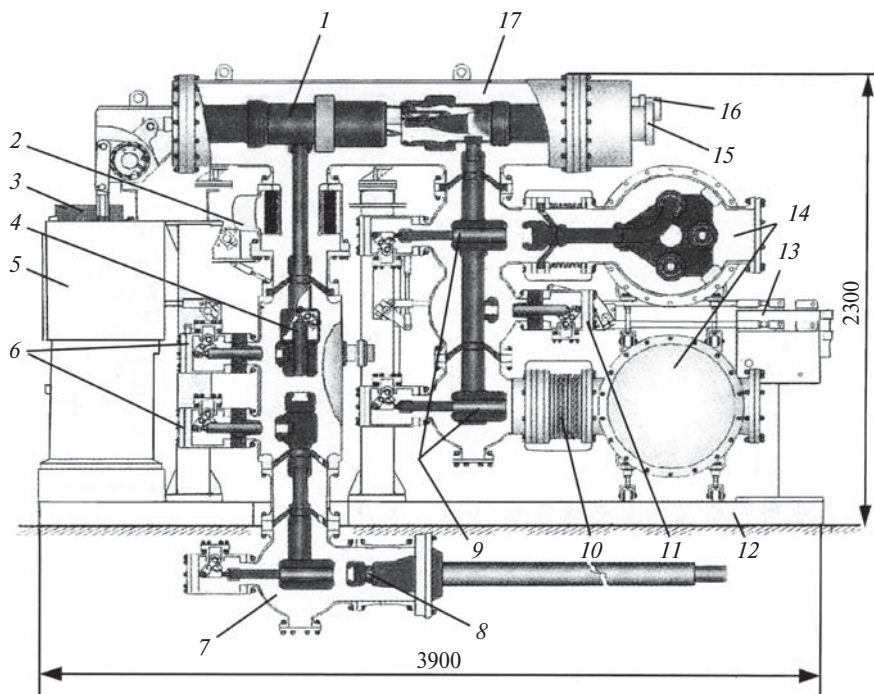


Рис. 9.22. Полус линейной ячейки типа ЯГК-110Л-23 УХЛ4 (разрез):

1 — выключатель; 2 — трансформатор тока; 3 — шкаф аппаратный; 4 — разъединитель линейный; 5 — гидропривод; 6 — заземлитель линейный; 7 — разъединитель кабельного ввода; 8 — ввод кабельный; 9 — разъединитель шинный; 10 — сильфонный компенсатор; 11 — заземлитель шинный; 12 — рама; 13 — привод разъединителя или заземлителя (трех фаз); 14 — сборная трехфазная шина; 15 — мембрана; 16 — датчик плотности элегаза; 17 — элегаз

Наличие обратного клапана DILO позволяет заполнять и опорожнять герметичные полости независимо друг от друга.

Выключатель состоит из трех полюсов и гидравлического привода, общего для трех полюсов.

Разъединители предназначены для отделения (разъединения) элементов полюса от смежных частей, находящихся под напряжением. Разъединитель шинный состоит из сферического корпуса, в котором расположены неподвижный и подвижный контакты. Разъединитель линейный состоит из цилиндрического корпуса, вдоль оси которого расположены неподвижный и подвижный контакты. Управление разъединителями осуществляется электрическим приводом, общим для трех полюсов.

Заземлитель, расположенный в одном блоке с разъединителем, предназначен для заземления контактов ячейки на заземленный корпус при проведении монтажных и ремонтных работ. Заземлитель имеет электрический привод, аналогичный приводу разъединителя. Линейные заземлители

снабжены датчиками для подключения к ним индикатора системы контроля присутствия напряжения на элегазовых аппаратах.

Сборная шина представляет собой специальный корпус, в котором на распорках закреплены секции токоведущих трубчатых шин трех полюсов ячейки. Соединения шин между секциями осуществляются контактами. При соединении секций сборных шин отдельных ячеек в одну сборную шину их внутренние полости объединяются в общий герметичный объем.

Трансформатор тока предназначен для передачи сигнала измерительной информации приборам устройств защиты и управления выключателями. Первичной обмоткой трансформатора служит контактный стержень, закрепленный в неподвижных контактах элементов ячейки.

Гидропривод элегазовых выключателей предназначен для быстрого включения и отключения контактов выключателей высокого напряжения. Привод должен обладать относительно большой мощностью, так как ему необходимо совершать работу по переводу контактов выключателя из одного положения в другое, обеспечивая при этом необходимую скорость их перемещения при отключении и, кроме того, производить при отключении работу по сжатию элегаза в цилиндрах дугогасительных устройств с целью создания потока газа, направленного в зону горения дуги. При этом приводные устройства должны занимать малые объемы, иметь малую массу и гибкое регулирование динамических характеристик.

Общий вид и устройство гидропривода показаны на рис. 9.23. Он состоит из следующих основных элементов:

- шкафа с двухсторонним обслуживанием, в котором размещены элементы гидропривода;

- пневмогидроаккумуляторов давления, выполняющих роль накопителей энергии и состоящих из корпуса, поршня и крышки. Энергонакопителем является сжатый азот;

- гидроцилиндра силового элемента, осуществляющего включение и отключение выключателя и состоящего из собственно гидроцилиндра, штока и поршня с уплотнением;

- гидронасосного агрегата, подкачивающего рабочую жидкость из расширительного бака в полость высокого давления гидроаккумулятора по мере ее расхода и состоящего из насоса и электрического привода;

- гидроблока, служащего для сброса рабочей жидкости;

- блока управляющих клапанов, осуществляющих управление гидроприводом;

- блока коммутации контактов вспомогательных цепей (ККВЦ) управления приводом и внешних цепей низкого напряжения;

- электроконтактного манометра, предназначенного для визуального контроля давления рабочей жидкости и подачи сигналов в релейную систему.

В последнее время стали применяться гидромеханические приводы, в которых в качестве носителя запасенной энергии для создания высо-

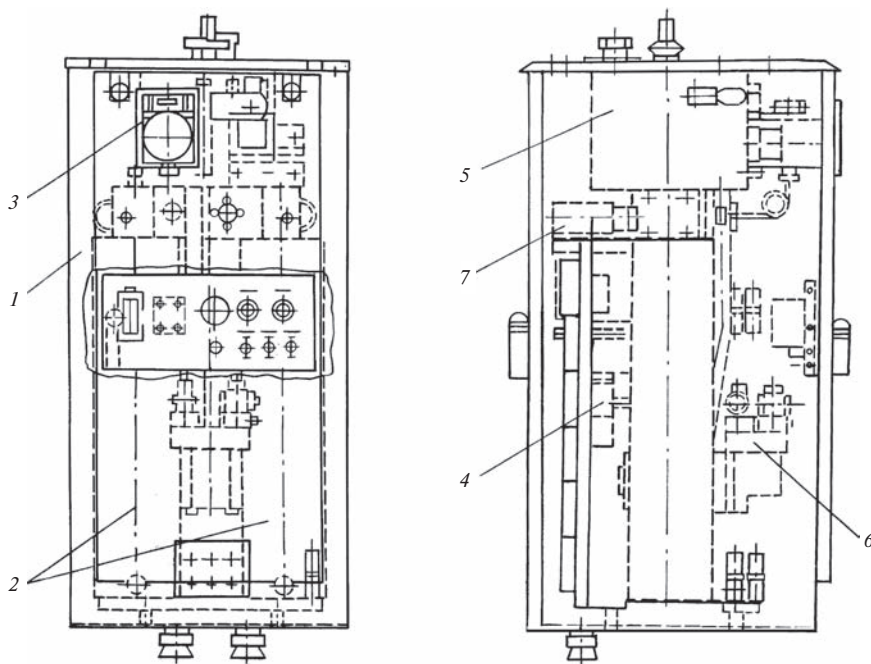


Рис. 9.23. Гидропривод:

1 — шкаф; 2 — пневмогидроаккумулятор давления; 3 — гидроцилиндр; 4 — гидронасосный агрегат; 5 — гидробак; 6 — блок управляющих клапанов; 7 — блок ККВЦ

кого давления рабочей жидкости используются аккумуляторы запасенной энергии в виде пакета сжатых пружин.

В заключение надо сказать, что в КРУЭ очень часто применяются соединительные секции для соединения ячейки с вводами для комплектования элегазовых токопроводов.

9.6. Защитные и токоограничивающие аппараты

Для защиты изоляционных конструкций РУ от грозовых и коммутационных перенапряжений применяются *разрядники* и *нелинейные ограничители перенапряжения* (ОПН). Изменение напряжения и тока сопровождения на разряднике при его пробое (срабатывании) показано на рис. 9.24, а.

Основными элементами вентильных разрядников являются искровые промежутки, последовательно соединенные с резистором, имеющим нелинейную вольт-амперную характеристику (ВАХ). В некоторых разрядниках параллельно искровым промежуткам 2, 3 присоединяются шунтирующие резисторы 1 (линейные) и конденсаторы, дающие возмож-

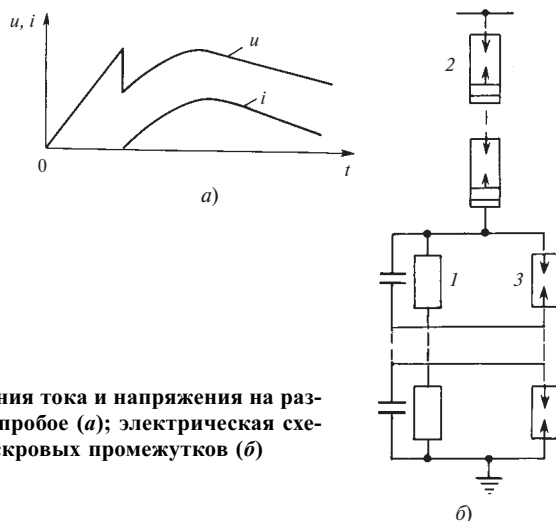


Рис. 9.24. Изменения тока и напряжения на разряднике при его пробое (а); электрическая схема соединения искровых промежутков (б)

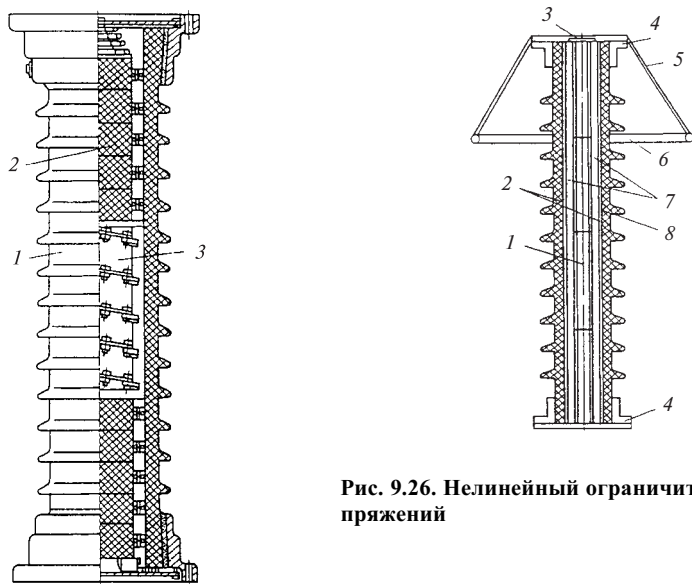


Рис. 9.25. Вентильный разрядник

ность управлять распределением напряжений различной длительности по искровым промежуткам (рис. 9.24, б).

На рис. 9.25 представлен вентильный разрядник на напряжение 35 кВ, состоящий из фарфоровой покрывки 1, колонки нелинейных резисторов из вилита 2 и блока последовательно соединенных искровых промежутков 3.

Конструкция ОПН показана на рис. 9.26. Основными элементами ОПН являются фарфоровый корпус 2, фланцы 4, имеющие устройство 3, обеспечивающее герметичность, наружный тороидальный экран 6 с держателями 5, обеспечивающий выравнивание распределения напряжения по варисторам 7. Варисторы имеют внутреннюю полость 1, служащую для сброса избыточного давления при аварийном режиме через клапан взрывобезопасности 3. Тепловая прослойка 8, передающая избыток теплоты от варисторов на корпус, одновременно используется для крепления варисторов 7. В последнее время для изготовления корпусов ОПН стали применять полимерные материалы, например стеклопластик, что позволяет существенно снизить массу аппаратов и упростить конструкцию ОПН.

Одним из основных недостатков вентильных разрядников является высокое значение коэффициента нелинейности материалов (тервита и вилита) $\alpha = 0,2 \div 0,4$, а также нестабильность напряжений пробоя. Поэтому значительный прогресс был достигнут после разработки новых оксидно-цинковых варисторов с коэффициентом нелинейности $\alpha = 0,02$. Это позволило разработать аппараты защиты без искровых промежутков. При рабочем напряжении токи через варисторы составляют миллиамперы, а при перенапряжениях соответственно сотни и тысячи ампер.

Ограничитель подсоединен к сети в течение всего срока службы. Поэтому через варисторы непрерывно протекает ток. Ограничитель сохраняет работоспособность до тех пор, пока под воздействием рабочего напряжения и импульсов перенапряжений активная составляющая тока не превысит некоторого критического значения, при котором нарушается тепловое равновесие аппарата.

Поглощение ограничителем энергии из сети предшествует повышению перенапряжения. Кратность ограничения перенапряжений ОПН имеет порядок 1,75 (для коммутационных) и соответственно 2,42—1,8 (для грозовых), что значительно ниже, чем для вентильных разрядников, и, самое главное, обеспечивается стабильность этого коэффициента.

Токоограничивающим реактором называется электрический аппарат, выполненный в виде катушки неизменной индуктивности, предназначенный для ограничения токов КЗ и поддержания напряжения на шинах РУ в аварийном режиме. Откуда следует, что при возникновении КЗ на одной из отходящих линий низкого напряжения ток КЗ будет ограничиваться реактивными сопротивлениями генератора X_{Γ} и реактора X_p :

$$I_{\text{к}} = U_{\text{ном}} / \sqrt{3} (X_{\Gamma} + X_p). \quad (9.2)$$

Обычно реактивное сопротивление реактора выражают в процентах:

$$X_p \% = I_{\text{ном.р}} X_p \sqrt{3} 100 / U_{\text{ном}}. \quad (9.3)$$

Ток генератора много больше номинального тока отходящих линий, при этом $X_p \gg X_r$. Таким образом, реально реактивное сопротивление реактора ограничивает уровень ожидаемого тока КЗ. Использование реактора позволяет выбрать коммутационную аппаратуру на более легкие режимы по номинальному току отключения и токам термической и динамической стойкости. Как известно, в номинальном режиме на реакторе будут наблюдаться постоянные потери напряжения. Поэтому увеличение индуктивного сопротивления реактора $X_p \%$ приводит к росту дополнительных потерь напряжения на нем. Увеличение индуктивности позволит более глубоко ограничить ток КЗ и использовать в сети более простые и дешевые аппараты. Используя критерий минимума затрат для РУ в целом, можно выбрать реактор с оптимальными электрическими параметрами.

Для обеспечения линейности вольт-амперных характеристик реактора применяются конструкции без ферромагнитного магнитопровода. Наиболее просты и дешевы конструкции сухих бетонных реакторов.

Ограничители токов короткого замыкания

Принимаемые в настоящее время способы ограничения токов короткого замыкания решаются автоматическим или ручным делением сети и ввода в нее дополнительных реактивных сопротивлений. Это снижает управляемость сети, ограничивает возможности перетоков мощности в сети и не позволяет расширять сеть с повышением ее передающей способности.

Выход из положения — применение ограничителей, снижающих амплитуду или продолжительность протекания токов короткого замыкания.

Повышение мощности энергосистем сопровождается увеличением мощности короткого замыкания в системе, токов коротких замыканий (КЗ) усилением механических и термических воздействий на оборудование сети.

Экономические соображения требуют жестких ограничений токов КЗ в энергосистемах и ограничивают возможность замены оборудования, недостаточно стойкого к увеличивающимся токам КЗ. Так, недостаточная отключающая способность выключателей требует больших затрат на их модернизацию или замену. Стоимость выключателей с нужной отключающей способностью выше максимальной сегодняшней (63 кА), по приблизительным подсчетам для сетей с напряжением 110 кВ может достигать 100—400 тыс. долл. Затраты на проектирование, монтаж и наладку увеличат затраты не менее чем на 30 %. Для примера: турбогенератор мощностью 100 МВт без вспомогательных систем стоит около 1 млн долл.

Подчеркнем важность ограничителей токов короткого замыкания (ОТКЗ) в условиях подключения независимых производителей энергии, когда мощность КЗ может увеличиваться.

Пассивные ограничители токов КЗ в сетях 110 и 220 кВ — реакторы, выполняются со сравнительно небольшим значением сопротивле-

ния (1—4 Ом), что не позволяет достичь глубокого токоограничения. Большое сопротивление реакторов негативно влияет на работу электрической сети: увеличиваются потери, снижаются уровни напряжения и пределы устойчивости. Вместе с тем необходимо отметить, что в целом ряде случаев бывает вполне достаточно для ограничения токов КЗ при- менять указанные реакторы.

Активные ограничители токов КЗ в сетях имеют малое сопротивление при малой нагрузке, которое быстро растет при КЗ. К ним относятся токоограничивающие предохранители ВН — коммутационные ограничители с прерыванием тока, резисторы с положительным температурным коэффициентом, полупроводниковые ограничители.

К ограничителям токов КЗ относятся также разрабатываемые в последнее время сверхбыстродействующие выключатели с использованием тиристорной коммутации или специальных устройств быстрого дугогашения.

Обычная коммутационная аппаратура и предохранители, отключающие часть сети с коротким замыканием, по своим возможностям не обеспечивают защиту от разрушающего термического и динамического воздействия на оборудование. Так, при предельных токах отключения современных выключателей 63 кА, их время отключения составляет не менее 3—5 периодов и они не успевают защитить аппаратуру.

Являющиеся по сути прерывателями токов КЗ предохранители и плавкие вставки обладают значительно меньшей отключающей способностью.

Деление электрической сети в стационарных режимах пока остается наиболее эффективным методом ограничения уровня токов КЗ, однако его применение не всегда возможно, а также ведет к ухудшению оперативной устойчивости и гибкости в управлении.

Идеальным решением было бы ограничение токов КЗ в сети без повышения сопротивления во время нормальной работы, но с введением высокого сопротивления в условиях КЗ — активных ограничителей токов КЗ.

Ограничители токов КЗ позволяют соединить потребителя с мощной сетью или отдельные части сети без увеличения мощности КЗ системы. Это снижает обычные в таких случаях расходы на усиление коммутационной аппаратуры, на повышение перегрузочной способности кабелей, на подключение к сети с более высоким классом напряжения.

Наиболее эффективным считается применение ограничителей токов КЗ в диапазоне средних напряжений, предпочтительно их включение в разрез систем шин, соединяющих систему.

Анализ ответов на вопросник рабочей группы СИГРЭ 13.10 показал, что стоимость ограничителей считается допустимой в пределах до 5—10 стоимостей одного выключателя. Требуемое число срабатываний ОТКЗ до ремонта или ревизии указывалось в интервале от 5 до 50.

В последние десятилетия активно разрабатываются ОТКЗ на основе силовой электроники и с использованием высокотемпературной сверхпроводимости. По мнению специалистов, обсуждавших эти вопросы в Цюрихе в конце 2002 г., коммерческий выпуск ограничителей на силовой электронике должен был начаться в 2005—2010 гг., а высокотемпературных сверхпроводниковых — в 2012—2016 гг. Определенной проблемой, как технической, так и экономической, является проблема создания ВТСП ОТКЗ на напряжение 110 кВ и выше.

Применение ограничителей наиболее эффективно:

на связи двух систем (в разрез двух систем шин среднего напряжения), что дает снижение мощности КЗ всей системы, снижение сопротивления сети, не отключает трансформаторы при срабатывании ОТКЗ от питаемых линий;

на питающих шины СН линиях (последовательно с трансформаторами и генераторами, работающими на эти шины);

на отходящих линиях СН (последовательно с каждой нагрузкой), что кроме вышеуказанных преимуществ защищает каждую отходящую линию. Главные шины рассчитаны на полный ток КЗ. Пример размещения ОТКЗ в энергосистеме показан на рис. 9.27.

Опрос, проведенный рабочей группой СИГРЭ А3.10, показал, что наиболее полезным считается включение ОТКЗ на соединениях шин

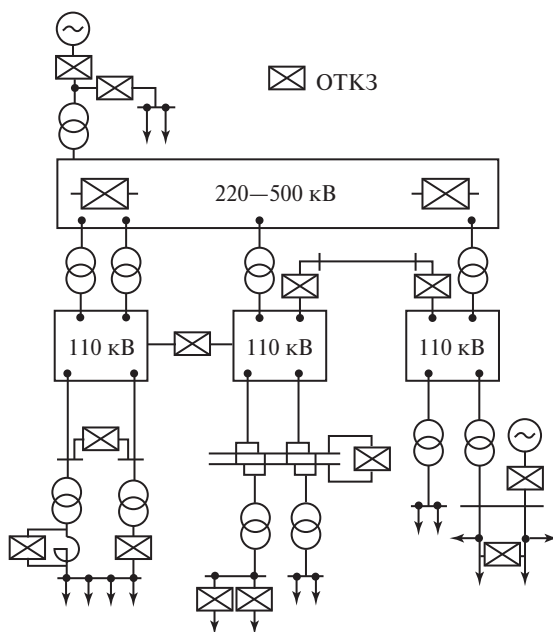


Рис. 9.27. Возможные места размещения ОТКЗ в энергосистеме

(52 % опрошенных), на входе трансформатора (18 %), на линиях (15 %) и на входе генератора (15 %).

Требования к ОТКЗ: малое полное сопротивление в рабочем состоянии, малые омические потери, стабильность характеристик в работе, совместимость с имеющимися схемами защиты, высокая надежность, малые требования по уходу, безопасность для персонала, экологичность.

Параметры, определяемые местом включения ОТКЗ: напряжение, уровень изоляции, частота, характеристики токоограничения: ток срабатывания, ограничиваемый ток, остающийся продолжительно ток, время срабатывания, продолжительность КЗ, время возврата к нормальному состоянию, коммутационные перенапряжения. При выборе типа ОТКЗ учитываются: внутренняя или внешняя установка, условия обслуживания — нормальные или специальные, требования по размерам и массе, трехфазные или однофазные, необходимость во внешнем разъединителе, требования к непрерывному контролю аппарата.

В наибольшей степени этим требованиям в принципе удовлетворяют сверхпроводниковые ОТКЗ, быстродействие которых почти на порядок выше, чем у выключателей. Это позволяет ограничить токи КЗ уже в процессе его нарастания, прежде чем успевает развиваться повреждение в оборудовании.

Как уже было отмечено, разработки ограничителей токов КЗ с использованием срыва эффекта сверхпроводимости проводятся рядом стран.

Ограничители токов КЗ с использованием силовой электроники являются новым типом устройств технологии FACTS для гибкого управления линиями электропередачи переменного тока.

Разные условия ограничения токов КЗ соответствуют различному применению устройств в сетях и зависят от необходимых защитных функций и нужной селективности.

9.7. Силовые конденсаторы

9.7.1. Основные характеристики силовых конденсаторов

Электрическим конденсатором называется устройство, состоящее из двух (или нескольких) плоских проводников (обкладок), разделенных диэлектриком. По области применения все конденсаторы можно разделить на две большие группы: радиоконденсаторы, используемые в технике малых токов, и силовые конденсаторы, применяемые в технике больших токов и высоких напряжений. Конденсаторы первой группы широко используют в радиотехнике, электронике, автоматике и телемеханике, электроизмерительной технике и т.п. Конденсаторы второй группы применяют для повышения коэффициента мощности промышленных электроустановок, продольной компенсации реактивного сопротивления линий электропередачи, высокочастотной связи и защиты линий электропередачи высокого напряжения, отбора мощности от

линий электропередачи высокого напряжения, генерации импульсных токов и напряжений, тиристорного управления, оборудования, применяемого в технологии управляемых (гибких) линий электропередач и электропривода, и других силовых преобразовательных устройств.

Основным параметром конденсатора, определяющим его способность накапливать и удерживать на обкладках электрический заряд, является электрическая емкость, или просто емкость. Емкость конденсатора определяется отношением заряда на его обкладках к значению напряжения между ними и зависит от его геометрических размеров. Чем больше площадь обкладок и меньше расстояние между ними, тем больше емкость конденсатора. Кроме того, на значение емкости конденсатора влияет диэлектрик, разделяющий обкладки, который характеризуется абсолютной диэлектрической проницаемостью ε_a . Емкость плоского конденсатора, состоящего из двух обкладок, разделенных диэлектриком, определяется в фарадах (Ф):

$$C = \varepsilon_a \frac{S}{d}, \quad (9.4)$$

где S — площадь обкладок м^2 ; d — толщина диэлектрика, м ; ε_a — абсолютная диэлектрическая проницаемость, Ф/м .

В реальном конденсаторе, включенном в электрическую цепь, наряду с обменом мощностью между конденсатором и источником энергии, некоторая часть мощности расходуется на нагрев конденсатора и рассеивается в окружающей среде. Нагрев ухудшает качество диэлектрика и снижает электрическую прочность конденсатора. Потери мощности в конденсаторе складываются из потерь в диэлектрике P_d и потерь в металлических частях P_m . Таким образом, полные потери мощности (активная мощность P) в конденсаторе

$$P = P_d + P_m. \quad (9.5)$$

Практически полные потери мощности в конденсаторе можно определить как

$$P = Q \operatorname{tg} \delta, \quad (9.6)$$

где $\operatorname{tg} \delta$ — тангенс угла потерь конденсатора; Q — реактивная мощность конденсатора.

Из приведенной формулы можно определить тангенс угла потерь конденсатора:

$$\operatorname{tg} \delta = P/Q, \quad (9.7)$$

т.е. отношение активной мощности конденсатора к реактивной. Эта величина является одной из основных качественных характеристик конденсатора. Значение тангенса угла потерь силовых бумажных конденсаторов обычно находится в пределах 0,0015—0,004, или, если он определяется в процентах, 0,15—0,4 %.

Важнейшей характеристикой изоляционных материалов, с помощью которой оценивается способность диэлектрика выдерживать без пробоя

воздействие электрического поля, является электрическая прочность. Электрическая прочность конденсаторов зависит прежде всего от качества диэлектрика, а также и от конструктивных особенностей конденсатора: площади обкладок, толщины диэлектрика, условий теплоотдачи и т.п.

Параметры, определяющие электрическую прочность конденсатора:

пробивное напряжение — напряжение, при котором происходит пробой конденсатора во время относительно кратковременного (в течение нескольких секунд) повышения напряжения;

испытательное напряжение — напряжение, которое конденсатор должен выдерживать без пробоя в течение определенного времени (до 1 мин). Испытательное напряжение устанавливается меньше среднего пробивного напряжения, определяемого опытным путем.

рабочее напряжение (номинальное) — напряжение, при котором конденсатор может надежно работать длительный промежуток времени. Номинальное напряжение обычно значительно меньше пробивного и испытательного.

Отношение среднего пробивного напряжения к номинальному представляет собой запас электрической прочности по отношению к рабочему напряжению, а отношение среднего пробивного напряжения к испытательному — запас электрической прочности по отношению к испытательному напряжению.

Электрическая прочность конденсаторов в условиях эксплуатации не остается постоянной и с течением времени снижается в результате процесса старения диэлектрика, которое заключается в том, что под воздействием электрического поля в диэлектрике возникают физико-химические процессы, постепенно разрушающие диэлектрик и снижающие его электрическую прочность. Ухудшение свойств диэлектрика может привести к тепловому или электрическому пробую конденсатора.

Под удельными характеристиками конденсатора понимают отношение одного из электрических параметров конденсатора к его объему или массе. Удельная реактивная мощность силовых бумажных конденсаторов, применяемых для улучшения коэффициента мощности, обычно достигает $3,7 \cdot 10^3$ квар/м³ или 2,0 квар/кг, а бумажно-плёночных конденсаторов $5,2—5,6 \cdot 10^3$ квар/м³ или 3,4 квар/кг.

Под тепловыми характеристиками конденсаторов понимают зависимость температуры нагрева диэлектрика от мощности потерь в конденсаторе.

9.7.2. Конструкции и области применения силовых конденсаторов

Для силовых конденсаторов в качестве обкладок применяется *алюминиевая фольга*, которая изготавливается из алюминия, содержащего 99,5—99,7 % чистого металла. В конденсаторостроении используется главным образом фольга толщиной 0,007 и 0,016 мм и шириной от 95 до 270 мм, поставляемая в рулонах.

Конденсаторная бумага — это основной вид твердого органического диэлектрика при производстве силовых конденсаторов.

Полипропилен применяют в силовых конденсаторах в качестве диэлектрика в виде пленок толщиной 10—20 мкм.

В качестве жидких электроизоляционных материалов в производстве конденсаторов применяют нефтяное конденсаторное масло, хлорированные дифенилы (трихлордифенил), касторовое масло и др. Жидкие диэлектрики служат для пропитки бумажной и бумажно-пленочной изоляции конденсаторов с целью повышения ее диэлектрической проницаемости и электрической прочности.

К силовым относят главным образом бумажные и бумажно-пленочные конденсаторы, пропитанные жидкими диэлектриками и предназначенные для непосредственного включения в распределительных сетях и линиях электропередачи низкого и высокого напряжений постоянного и переменного токов, а также для различного рода силовых и испытательных установок.

Основными элементами конструкции, общими для силовых конденсаторов, являются выемная часть, состоящая из одного или нескольких пакетов, корпус конденсатора и выводы.

Пакет собирают из отдельных плоскопрессованных секций, представляющих собой единичные конденсаторы одинаковой емкости. При сборке пакета секции прессуют и в запрессованном состоянии закрепляют с помощью стяжных хомутов или изоляционных планок. В зависимости от типа конденсатора секции в пакете соединяют по определенной схеме перепайкой токоподводов. В конденсаторах большой емкости и низкого напряжения секции соединяют параллельно, а в конденсаторах высокого напряжения — последовательно.

Для обеспечения большой емкости и высокого рабочего напряжения конденсатора применяют параллельно-последовательное соединение секций в пакете. Если выемная часть конденсатора состоит из нескольких пакетов, их соединяют друг с другом, как и секции в пакете, одним из указанных выше способов. Секции, из которых собирается пакет, наматываются на специальных станках и состоят из двух тонких лент алюминиевой фольги (обкладок), между которыми проложено необходимое число листов конденсаторной бумаги и пленки. В конденсаторах с параллельным соединением секций в пакетах их соединяют через плавкие предохранители, служащие для отключения дефектных (пробитых) секций в условиях эксплуатации.

Корпуса силовых конденсаторов изготавливают из металла (листового) или электроизоляционных материалов (бакелизированной бумаги, электрофарфора и пластмасс). Основное назначение корпуса — обеспечить механическую прочность конструкции конденсатора и его герметичность во избежание вытекания пропитывающей жидкости и попадания влаги и воздуха внутрь конденсатора. Кроме того, металлические корпуса

обеспечивают отвод теплоты при нагреве конденсатора и компенсацию температурного изменения объема пропитывающей жидкости благодаря упругой деформации стенок.

Выводы служат для подключения конденсатора к электрической сети.

Для повышения коэффициента мощности силовых промышленных установок конденсаторы подключают параллельно приемникам с большой индуктивностью. При напряжении сети до 10 кВ конденсаторы выбирают на номинальное напряжение сети. На более высокие напряжения сети конденсаторы комплектуют в батареи с последовательным или последовательно-параллельным их соединением. Мощность отдельных конденсаторных батарей может достигать нескольких сотен тысяч киловольт-ампер реактивных. Комплектацию мощных батарей производят блоками, изготавливаемыми непосредственно на конденсаторных заводах.

Любая линия электропередачи обладает индуктивностью. Индуктивность линии повышается с увеличением ее длины. Поэтому при передаче электроэнергии на большие расстояния линия электропередачи имеет значительное реактивное сопротивление, обусловленное ее индуктивностью.

При протекании тока индуктивное сопротивление линии вызывает падение напряжения вдоль линии, а следовательно, и уменьшение ее пропускной способности. Чтобы увеличить пропускную способность линии электропередачи, а также повысить ее динамическую устойчивость и уменьшить колебания напряжения, вызываемые изменениями нагрузки линии, применяют емкостную компенсацию индуктивного сопротивления, осуществляемую последовательным (продольным) включением конденсаторов в линию. Благодаря большой эффективности и экономичности продольная емкостная компенсация широко используется в распределительных сетях 3—35 кВ и линиях электропередачи 110—750 кВ. Крупнейшая в мире установка для продольной компенсации была сооружена на линии электропередачи 500 кВ Куйбышев (Самара)—Москва (мощность батареи конденсаторов 500 000 квар). В настоящее время для продольной компенсации применяется конденсатор КСП 0,66-40-У1. Условное обозначение конденсатора расшифровывается следующим образом: К — конденсатор, С — пропитанный синтетической жидкостью, П — для продольной компенсации, первое число после букв — номинальное напряжение в киловольтах, второе — мощность в киловарах.

В настоящее время конденсаторы применяются в сочетании с силовыми электронными устройствами при создании оборудования для управляемых (гибких) линий электропередач по технологии FACTS.

Развитие крупных энергосистем требует обеспечения надежной диспетчерской и административно-хозяйственной связи между их отдельными пунктами, телесигнализации и передачи сигналов телеизмерения, аварийного отключения выключателей, а также релейной защиты линии электропередачи. Для этих целей целесообразно использовать линии электропередачи вместо строительства дополнительных линий связи

вдоль линий высокого напряжения. Обычно связь по этим линиям осуществляется на частоте 40—500 кГц. Одним из элементов оборудования такой связи являются конденсаторы в фарфоровых корпусах, которые отделяют аппаратуру связи от высокого напряжения, пропуская токи высокой частоты по каналам связи. Конденсаторы подключают одним выводом к проводам линии передачи, а другим — через высокочастотный автотрансформатор к земле. В некоторых случаях конденсаторы используют для отбора мощности при частоте 50 Гц для питания измерительной аппаратуры и силового оборудования.

Генераторы импульсных напряжений (ГИН) предназначены для получения кратковременных импульсов высокого напряжения при различных испытаниях и исследованиях. ГИН состоит из силовых конденсаторов в бакелитовых корпусах. Заряд конденсаторов производится от установки выпрямленного напряжения 100 кВ. В момент заряда конденсаторы соединены параллельно. При достижении на них напряжения 100 кВ происходит разряд через искровые промежутки (между шарами), которые вынесены на наружную поверхность корпуса ГИН. В момент разряда конденсаторы соединяются последовательно, образуя общую разрядную емкость контура. При этом на зажимах ГИН, к которым подключен испытуемый объект, в короткий промежуток времени возникает напряжение, равное сумме напряжений конденсаторов.

9.8. Перспективы развития коммутационных аппаратов в мире

Прогрессивными направлениями совершенствования коммутационных аппаратов в мире являются: создание аппаратов с управляемой коммутацией (самоуправляемых аппаратов); совмещение функций коммутационных аппаратов; разработка альтернативных способов коммутации (экологически чистые полупроводниковые и сверхпроводниковые аппараты); поиск новых диэлектрических сред для изоляции и дугогашения.

Число выключателей с управляемой коммутацией за рубежом непрерывно растет. Управляемая коммутация решает проблемы предотвращения опасных бросков тока и перенапряжений, увеличения ресурса оборудования и его надежности. Применение выключателей с управляемой коммутацией является шагом в направлении совмещения функций управления и защиты оборудования.

Совмещение систем управляемой коммутации с системами диагностики и мониторинга приведет к созданию так называемых «интеллектуальных» аппаратов. Такие аппараты получат широкое распространение. Применение для управляемой коммутации быстродействующих управляемых коммутаторов (разрядников) расширит возможности «интеллектуальных» аппаратов.

Совмещение функций коммутационных аппаратов позволяет выбирать простые, высокоэкономичные компоновки подстанций. Такие техниче-

ские решения обеспечивают уменьшение количества оборудования на подстанции, уменьшение требуемых для его установки площади и объема, улучшение экологических характеристик.

В настоящее время в мире проводятся работы по объединению функций выключателя и разъединителя, а также разъединителя и заземлителя в одном аппарате. Исследуется возможность применения схем подстанций без разъединителей, когда функции разъединителя выполняет высоконадежный выключатель или когда выключатель оснащен прозрачными изоляторами для контроля положения контактов. Выполняются работы по повышению коммутационной способности разъединителей.

Поиск альтернативных способов коммутации вызван тем, что возможности элегазовой и вакуумной аппаратуры по совокупности электроизоляционных, дугогасительных и эксплуатационных свойств не имеют конкуренции со стороны других материалов. Пока недостаточен уровень развития полупроводниковой техники и сверхпроводящих устройств для конкуренции с традиционными коммутационными аппаратами. Однако в мире в этих направлениях развернуты серьезные работы, и можно прогнозировать, что появление альтернативных аппаратов является делом недалекого будущего.

Весьма перспективны дальнейшие разработки ограничителей токов КЗ (ОТКЗ) на базе высокотемпературных сверхпроводящих материалов. Их использование в сетях среднего напряжения уже к 2020 г. позволит существенно снизить требования к отключающей способности выключателей. Пока их применение сдерживается высокой стоимостью по сравнению со стоимостью традиционного оборудования. Широкое их применение определится достаточным развитием технологии сверхпроводников, улучшением их характеристик. Этому будет также способствовать использование явлений сверхпроводимости и в другом электротехническом оборудовании.

Контрольные вопросы

1. В чем отличие понятий «номинальный ток» и «номинальный ток отключения»?
2. В чем особенности гашения электрической дуги в воздушных выключателях?
3. В чем заключается модульное построение конструкций воздушных выключателей на напряжение выше 220 кВ?
4. В чем особенности гашения дуги в элегазе?
5. В чем достоинства элегазовых ячеек КРУ?
6. Назовите основные этапы процесса гашения дуги в масляных выключателях.
7. Какова особенность гашения дуги в электромагнитном выключателе?
8. Каковы достоинства ВДК в сравнении с масляными и электромагнитными?
9. С какой целью используют вентильные разрядники и ОПН в РУ?
10. Какова роль разъединителей в схемах РУ?
11. С какой целью используется реактор в цепи?
12. Назовите основные области применения силовых конденсаторов.
13. Что понимают под электрическими характеристиками конденсатора?
14. Перечислите основные элементы конструкции конденсатора и укажите их название.

Литература для самостоятельного изучения

- 9.1. **Буткевич Г.В.** Дуговые процессы при коммутации электрических цепей. М.: Высшая школа, 1967.
- 9.2. **Полтев А.И.** Конструкции и расчет элегазовых аппаратов высокого напряжения. Л.: Энергия, 1979.
- 9.3. **Афанасьев В.В., Вишневский Ю.И.** Воздушные выключатели. Л.: Энергия, 1979.
- 9.4. **Афанасьев В.В., Якунин Э.Н.** Разъединители. Л.: Энергия, 1979.
- 9.5. **Электрические** и электронные аппараты / под ред. Ю.К. Розанова. М.: Информ-электро, 2001.
- 9.6. **Электрические** аппараты высокого напряжения с элегазовой изоляцией / под ред. Ю.И. Вишневого. СПб.: Энергоатомиздат, 2002.
- 9.7. **Гулевич А.И., Киреев А.П.** Производство силовых конденсаторов. М.: Высшая школа, 1975.
- 9.8. **Перспективы** развития основного электрооборудования ЕЭС России / под ред. А.П. Бурмана. М.: Издательский дом МЭИ, 2006.
- 9.9. **Дорошев К.И.** Комплектные распределительные устройства 6—35 кВ. М.: Энергоиздат, 1982.
- 9.10. **Бурман А.П., Розанов Ю.К., Шакарян Ю.Г.** Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем: учеб. пособие для вузов. М.: Издательский дом МЭИ, 2012.

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Содержание

- 10.1. Основные понятия и определения
- 10.2. Общая характеристика воздушной линии и условий ее работы
- 10.3. Провода и грозозащитные тросы ВЛ
- 10.4. Классификация опор ВЛ
- 10.5. Изоляторы и линейная арматура
- 10.6. Геометрические характеристики ВЛ
- 10.7. Общая характеристика кабельных линий
- 10.8. Кабельные линии низкого и среднего напряжений
- 10.9. Кабельные линии высокого напряжения
- 10.10. Основные сведения о сооружении кабельных линий
- 10.11. Электрические характеристики линий электропередачи переменного тока
 - 10.11.1. Одноцепная транспонированная воздушная линия с нерасщепленной фазой
 - 10.11.2. Одноцепная транспонированная воздушная линия с расщепленной фазой
 - 10.11.3. Двухцепная транспонированная воздушная линия
 - 10.11.4. Кабельные линии
- Контрольные вопросы
- Литература для самостоятельного изучения

10.1. Основные понятия и определения

В 1991 г. электротехники и электроэнергетики всего мира отметили столетие *начала эры передачи электроэнергии на дальние расстояния*. Оно было положено созданием в Германии воздушной линии (ВЛ) трехфазного переменного тока 28,3 кВ от ГЭС Лауфен до г. Франкфурт-на-Майне протяженностью 170 км, что по тем временам было действительно выдающимся достижением [10.1].

Примечательно, что в том же году в Лондоне была сооружена первая силовая однофазная кабельная линия (КЛ) 10 кВ длиной 12 км, рассчитанная на передачу мощности 3,2 МВт, с понижающей подстанцией 10/2,4 кВ, от которой питалась распределительная сеть [10.2]. Эту линию можно рассматривать как прообраз современных глубоких вводов электроэнергии на территории городов и промышленных зон.

Таким образом, практически одновременно возникли и затем продолжали развиваться в течение вот уже более 115 лет два направления в раз-

витии техники передачи больших количеств электроэнергии (ЭЭ) на расстояние:

линии **открытого типа** (воздушные);

линии **закрытого типа** (кабельные).

В наиболее общем плане *линия электропередачи* (ЛЭП) определяется как «электрическая линия, выходящая за пределы электростанции или подстанции и предназначенная для передачи электрической энергии на расстояние» [10.3]. Это определение конкретизируется в [10.4], где ЛЭП характеризуется как «электроустановка, состоящая из проводов, кабелей, изолирующих элементов и несущих конструкций, предназначенная для передачи электрической энергии между двумя пунктами энергосистемы с возможным промежуточным отбором».

В последнем определении отражается лишь один из признаков классификации ЛЭП, а именно их конструктивное исполнение. Однако для характеристики всей совокупности их разновидностей этого явно недостаточно. Современная классификация базируется на ряде признаков, которые представлены в табл. 10.1.

На первом месте здесь стоит **род тока**. В соответствии с этим признаком различаются линии постоянного тока, а также трехфазного и многофазного переменного тока. Линии *постоянного тока* конкурируют с остальными лишь при достаточно большой протяженности и передаваемой мощности,

Таблица 10.1

Общая классификация линий электропередачи

Признак	Тип линии	Разновидности
Род тока	Постоянного тока	—
	Трехфазного переменного тока	—
	Многофазного переменного тока	Шестифазная Двенадцатифазная
Номинальное напряжение	До 1 кВ	НН (до 1 кВ)
	Свыше 1 кВ	СН (3—35 кВ)
		ВН (110—220 кВ)
		СВН (330—750 кВ) УВН (свыше 1000 кВ)
Конструктивное исполнение	Воздушная	—
	Кабельная	—
Число цепей	Одноцепная	—
	Двухцепная	—
	Многоцепная	—
Топологические характеристики	Радиальная	—
	Магистральная	—
	Ответвление	—
Функциональное назначение	Распределительная	—
	Питающая	—
	Межсистемная связь	—

поскольку в общей стоимости электропередачи значительную долю составляют затраты на сооружение конечных преобразовательных подстанций. Эта категория ЛЭП рассматривается в гл. 11. Наибольшее распространение в мире получили линии *трехфазного переменного тока*, причем по протяженности среди них лидируют именно воздушные линии. Линии *многофазного переменного тока* (шести- и двенадцатифазные) в настоящее время относятся к категории нетрадиционных.

Наиболее важным признаком, определяющим различие конструктивных и электрических характеристик ЛЭП, является **номинальное напряжение** $U_{\text{ном}}$. К категории *низкого напряжения* (НН) относятся линии с номинальным напряжением менее 1 кВ. Линии с $U_{\text{ном}} > 1$ кВ принадлежат к разряду *высокого напряжения*, и среди них выделяются линии *среднего напряжения* (СН) с $U_{\text{ном}} = 3—35$ кВ, *высокого напряжения* (ВН) с $U_{\text{ном}} = 110—220$ кВ, *сверхвысокого напряжения* (СВН) с $U_{\text{ном}} = 330—750$ кВ и *ультравысокого напряжения* (УВН) с $U_{\text{ном}} > 1000$ кВ.

По **конструктивному исполнению** различают воздушные и кабельные линии. В соответствии с [10.4] *воздушная линия* — это «линия электропередачи, провода которой поддерживаются над землей с помощью опор, изоляторов и арматуры». В свою очередь, *кабельная линия* определяется как линия электропередачи, выполненная одним или несколькими кабелями, уложенными непосредственно в землю или проложенными в кабельных сооружениях (коллекторах, туннелях, каналах, блоках и т.п.).

По **количеству параллельных цепей** ($n_{\text{ц}}$), прокладываемых по общей трассе, различают *одноцепные* ($n_{\text{ц}} = 1$), *двухцепные* ($n_{\text{ц}} = 2$) и *многоцепные* ($n_{\text{ц}} > 2$) линии. По ГОСТ 24291—90 одноцепная воздушная линия переменного тока определяется как линия, имеющая один комплект фазных проводов, а двухцепная ВЛ — два комплекта. Соответственно многоцепной ВЛ называется линия, имеющая более двух комплектов фазных проводов. Эти комплекты могут иметь одинаковые или различные номинальные напряжения. В последнем случае линия называется *комбинированной*.

Одноцепные воздушные линии сооружаются на одноцепных опорах, тогда как двухцепные могут сооружаться либо с подвеской каждой цепи на отдельных опорах, либо с их подвеской на общей (двухцепной) опоре. В последнем случае, очевидно, сокращается полоса отчуждения территории под трассу линии, но возрастают вертикальные габариты и масса опоры (см. § 10.4, 10.6). Первое обстоятельство, как правило, является решающим, если линия проходит в густонаселенных районах, где обычно стоимость земли достаточно высока. По этой же причине в ряде стран мира используются и многоцепные опоры с подвеской цепей одного номинального напряжения (обычно с $n_{\text{ц}} = 4$) либо разных напряжений (с $n_{\text{ц}} \leq 6$).

По **топологическим (схемным) характеристикам** различают радиальные и магистральные линии. *Радиальной* считается линия, в которую мощность поступает только с одной стороны, т.е. от единственного источника питания. *Магистральная* линия определяется ГОСТ 24291—90

как линия, от которой отходит несколько ответвлений. Под *ответвлением* понимается линия, присоединенная одним концом к другой ЛЭП в ее промежуточной точке.

Последний признак классификации — **функциональное назначение**. Здесь выделяются *распределительные* и *питающие* линии, а также *линии межсистемной связи*. Деление линий на распределительные и питающие достаточно условно, ибо и те, и другие служат для обеспечения электрической энергией пунктов потребления. Обычно к распределительным относят линии местных электрических сетей, а к питающим — линии сетей районного значения, которые осуществляют электроснабжение центров питания распределительных сетей. Линии межсистемной связи непосредственно соединяют разные энергосистемы и предназначены для взаимного обмена мощностью как в нормальных режимах, так и при авариях.

Процесс электрификации, создания и объединения энергосистем в Единую энергосистему сопровождался постепенным увеличением номинального напряжения ЛЭП с целью повышения их пропускной способности. В этом процессе на территории бывшего СССР исторически сложились две системы номинальных напряжений. Первая, наиболее распространенная, включает в себя следующий ряд значений $U_{\text{ном}}$: 35—110—220—500—1150 кВ, а вторая — 35—150—330—750 кВ. К 2000 г. на территории России находилось в эксплуатации около 680 тыс. км ВЛ 35—1150 кВ.

Наряду с типовыми конструктивными решениями, которые в основном будут рассматриваться далее, современная техника передачи электроэнергии по линиям открытого типа располагает и рядом нетрадиционных оригинальных предложений, направленных на увеличение пропускной способности и уменьшение полосы отчуждения под трассу линии, на более полное удовлетворение требованиям технической эстетики и снижение отрицательного воздействия электромагнитных полей ВЛ СВН и особенно УВН на окружающую среду, а также на повышение экономичности процесса передачи электроэнергии. Желаящим более подробно познакомиться с разновидностями нетрадиционных ВЛ можно обратиться к [10.5], где сделана попытка их классифицировать.

10.2. Общая характеристика воздушной линии и условия ее работы

В «Правилах устройства электроустановок» (ПУЭ) [10.6] содержится еще одно определение *воздушной линии электропередачи*, несколько отличающееся от приведенного в § 10.1 в соответствии с ГОСТ 24291—90. Оно гласит, что «воздушная линия — это устройство для передачи электрической энергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам инженерных сооружений». Здесь перечислены почти все основные элементы ВЛ (опоры, провода, изоляторы, арматура), за исключением грозозащитных тросов и фундаментов. Наглядное представление о составе конструктивных элементов ВЛ дает рис. 10.1.

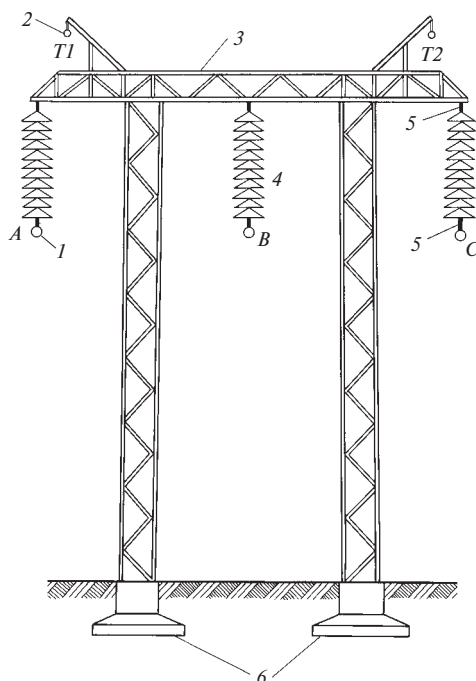


Рис. 10.1. Конструктивные элементы ВЛ:

1 — провода фаз линии (A, B, C); 2 — защитные тросы (T1, T2); 3 — опора; 4 — гирлянда изоляторов; 5 — элементы арматуры; 6 — фундаменты

Естественно, главными элементами являются **провода** фаз линии A, B, C, непосредственно осуществляющие передачу электроэнергии. Их разновидности и конструкции описаны в § 10.3. Для защиты проводов от прямых ударов молнии служат **тросы**, монтируемые в верхней части опор на тросостойках. **Опоры** предназначены для надежного поддержания проводов и тросов на определенной высоте над поверхностью земли как при нормальной эксплуатации линии, так и в различных аварийных ситуациях. Спектр конструкций опор из различных материалов достаточно разнообразен (см. § 10.4). **Изоляторы** должны обеспечить необходимый промежуток между находящимся под напряжением проводом и заземленным телом опоры (см. § 10.5). **Линейная арматура** — это комплекс устройств, с помощью которых провода соединяются, закрепляются на изоляторах, а изоляторы — на опорах (см. § 10.5). Наконец, **фундаменты** служат для обеспечения устойчивого положения опор в пространстве.

На рис. 10.2 показан участок одноцепной воздушной линии между опорами, которые по виду отличаются от показанной на рис. 10.1. Эти опоры называются *анкерными*, а расстояние L_a между ними по трассе — *анкерным пролетом*. Такие опоры, в отличие от расположенных между

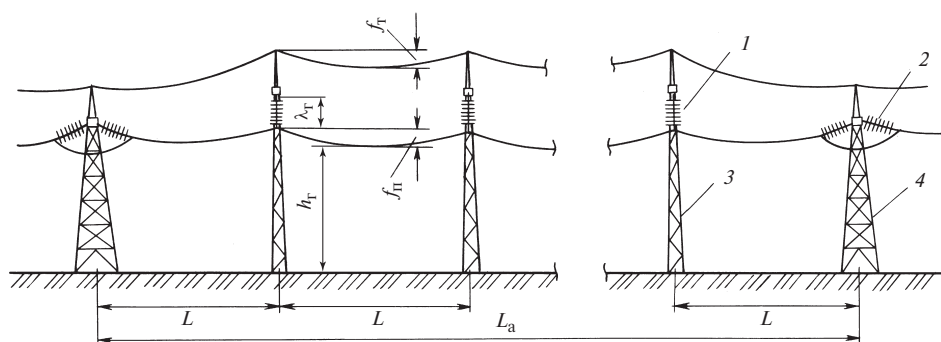


Рис. 10.2. Эскиз анкерного пролета ВЛ:

1 — поддерживающая гирлянда; 2 — натяжная гирлянда; 3 — промежуточная опора; 4 — анкерная опора

ними *промежуточных опор*, рассчитаны на противодействие значительным силам одностороннего тяжения по проводам, возникающим при их обрыве в примыкающем к анкерной опоре промежуточном пролете длиной L , а также при монтаже проводов и тросов. Провода на анкерных опорах жестко закрепляются на *натяжных гирляндах* изоляторов, а на промежуточных опорах — на *поддерживающих гирляндах*, имеющих длину λ_t . Длина гирлянды тем больше, чем выше номинальное напряжение линии (см. табл. 10.7).

В промежуточном пролете провода и тросы провисают. Расстояние по вертикали между точкой подвеса на опоре и низшей точкой в пролете называется *стрелой провеса*. На рис. 10.2 стрела провеса провода обозначена f_n , а троса — f_t . Расстояние от низшей точки провода до земли, воды или пересекаемых объектов h_t называется *габаритом* линии. Оно определяется в ПУЭ в зависимости от $U_{ном}$, характера местности и типа пересекаемого линией сооружения и для ВЛ с $U_{ном} \leq 500$ кВ, сооружаемых в ненаселенной местности, составляет 6—8 м.

Элементы ВЛ работают в сложных и разнообразных географических и климатических условиях, различающихся сезонными изменениями температуры и влажности воздуха, наличием в нем природных и промышленных загрязнений. Кроме того, они должны противостоять воздействию сил, основными из которых являются [10.7]:

- вес всех элементов линии;
- вес гололедоизморозевых отложений на проводах, тросах и опорах;
- давление ветра на провода, тросы и опоры;
- тяжения по проводам и тросам.

Обусловленные массой конструктивных элементов линии силы, действующие на одну опору, могут достигать сотен тысяч ньютонов ($1 \text{ Н} = 0,102 \text{ кгс}$), и провода, тросы и опоры должны быть рассчитаны на такие нагрузки.

При определенных погодных условиях (обычно при температуре воздуха от -3 до -5 °С и скорости ветра до 10 м/с) происходит образование ледяного покрова на проводах, тросах и опорах ВЛ с массой 900 кг/м³. Вес такого покрова, приходящийся на одну опору, может достигать тысяч ньютонов. Интенсивность гололедообразования неодинакова в различных регионах страны. Вся территория России делится на восемь районов, различающихся возможной максимальной толщиной стенки гололеда. Карты районирования страны по гололедным условиям приводятся в ПУЭ. Данные табл. 10.2 характеризуют принцип такого районирования [10.6].

Аналогичным образом территория России делится на восемь районов с различной максимальной скоростью ветра [10.6]. Ветровые нагрузки (скоростной напор ветра) также должны восприниматься всеми конструктивными элементами ВЛ. Обычно считается, что давление ветра направлено параллельно поверхности земли и перпендикулярно продольной оси линии. Силы, обусловленные действием ветра, в расчете на одну опору могут достигать сотен тысяч ньютонов и обязательно учитываются при проектировании механической части ВЛ. В табл. 10.2 приведены характеристики указанных районов.

Из табл. 10.2 видно, что максимальная расчетная скорость ветра равна 49 м/с (VII район), что соответствует давлению 1500 Па (1 Па = 0,102 кгс/м²). Отложения гололеда увеличивают площади поверхностей проводов и тросов, на которые оказывает давление ветер, что приводит к возрастанию горизонтальных нагрузок. Территория европейской части России в основном относится к II—III районам по гололеду и к I—II районам по ветру, территория Московской обл. — к I району, как по гололеду, так и по ветру.

Действие ветра обуславливает и два нежелательных явления, отрицательно влияющих на конструктивную часть ВЛ. Во-первых, это *вибрация* проводов и тросов, возникающая при равномерном движении воздуха со скоростью 4—8 м/с. Она характеризуется частотой колебаний в десятки герц и амплитудами до десятков миллиметров. Вибрация вызывает многократные перегибы проволок проводов и тросов, что в конечном счете приводит к их излому, ослаблению прочности провода или троса и к возможности их обрыва, т.е. к аварийной ситуации.

Таблица 10.2

Характеристики районов климатических условий

Наименование параметра	Нормативные значения параметра* для района							
	I	II	III	IV	V	VI	VII	Особый
Толщина стенки гололеда b_r , мм	10	15	20	25	30	35	40	> 40
Ветровое давление W_0 , Па	400	500	650	800	1000	1250	1500	> 1500
Скорость ветра v_0 , м/с	25	29	32	36	40	45	49	> 49

* Для высоты 10 м над поверхностью земли с повторяемостью 1 раз в 25 лет.

Во-вторых, при скоростях ветра 15—30 м/с может возникать так называемая *пляска* проводов и тросов. Обычно это явление наблюдается в период, когда провода и тросы покрыты гололедом. Эти колебания характеризуются частотой в единицы герц, однако их амплитуда может достигать величины, равной стреле провеса провода или троса. Возникающие при этом динамические воздействия на узлы крепления проводов к гирляндам изоляторов и последних к опорам настолько значительны, что могут приводить к поломкам арматуры и деталей опор. Кроме того, при *пляске* возможны касания и схлестывания проводов между собой и с тросами, что вызывает короткие замыкания и аварийное отключение линии.

Для борьбы с вибрацией воздушные линии оснащаются *виброгасителями*. Единственным средством демпфирования колебаний при *пляске* является *плавка гололеда*, осуществляемая с помощью специального оборудования, обеспечивающего прохождение по линии больших токов и такой нагрев проводов, при котором происходят таяние и сброс ледяной корки.

10.3. Провода и грозозащитные тросы ВЛ

Проводниковые материалы, из которых изготавливаются провода воздушных линий электропередачи, т.е. их главные элементы, должны удовлетворять ряду технических и экономических требований. Прежде всего они должны обладать невысоким *удельным электрическим сопротивлением* ρ , чтобы потери активной мощности на нагрев проводов и потери напряжения в линии при прочих равных условиях были по возможности минимальны.

Плотность этих материалов γ также не должна быть высокой, поскольку при заданном поперечном сечении проводника F она определяет удельную нагрузку от собственного веса провода. Еще одним требованием является высокая механическая прочность, оцениваемая по *пределу прочности на разрыв* $\sigma_{\text{разр}}$. Одновременно проводниковый материал должен обладать стойкостью к атмосферным воздействиям и химическим реагентам, находящимся в воздухе. Наконец, этот материал не должен быть дефицитным и дорогим, чтобы стоимость воздушных линий была бы приемлемой при их массовом строительстве.

Различные материалы в разной степени удовлетворяют этому набору требований, и среди них не существует такого, который был бы вне конкуренции по всем показателям. В настоящее время в практике сооружения ВЛ используются такие материалы, как медь, алюминий и его сплавы, а также сталь. В табл. 10.3 представлены их характеристики, упомянутые выше.

Из сопоставления данных табл. 10.3 следует, что удельное электрическое сопротивление алюминия больше, чем меди примерно на 65 % ($\rho_{\text{ал}} \approx 1,65\rho_{\text{м}}$), по массе он примерно в 3 раза легче меди ($\gamma_{\text{ал}} \approx 0,3\gamma_{\text{м}}$), а по прочности — в 2,5 раза хуже ($\sigma_{\text{разр.ал}} \approx 0,4\sigma_{\text{разр.м}}$). Отечественный термообработанный сплав АВ-Е, содержащий около 2 % присадок магния,

Таблица 10.3

Свойства материалов, используемых для изготовления проводов ВЛ

Материал	ρ , Ом · мм ² /км	γ , кг/м ³	$\sigma_{\text{разр}}$, Н/мм ²
Медь	17,8—18,5	8700	390
Алюминий	30,0—32,5	2750	160
Сплав АВ-Е	30,0—32,5	2790	300
Сталь	—	7850	1200
Стеклопластик	—	2000	1200

кремния и железа, по сравнению с чистым алюминием при примерно одинаковых плотности и электрическом сопротивлении имеет существенно более высокую прочность, которая лишь на 23 % меньше, чем у меди. Медь является достаточно дефицитным и дорогим металлом, поэтому современная техника в основном базируется на применении проводов ВЛ из алюминия и его сплавов.

На воздушных линиях преимущественно применяются *неизолированные* провода и тросы. Вместе с тем в последние три десятилетия за рубежом и в 90-е годы XX в. в России на линиях 0,4 и 6—20 кВ стали довольно широко применяться *самонесущие изолированные провода* (СИП), а на ВЛ 35 кВ — *изолированные* [10.8]. Сооружение линий с такими проводами значительно дороже по сравнению с ВЛ с неизолированными проводами, однако их повреждаемость существенно ниже. Последним в основном и объясняется их все расширяющееся применение.

Разновидности конструкций неизолированных проводов представлены на рис. 10.3. Они включают как *монометаллические* (из меди, алюминия, стали), так и *биметаллические* (сталеалюминиевые) провода. *Однопроводочные* провода допускаются к применению лишь на ВЛ напряжением до 1 кВ. При более высоких номинальных напряжениях используются исключительно *многопроводочные* конструкции. Из монометаллических в России ограниченно применяются алюминиевые провода — главным образом в местных электрических сетях 0,4 и 6—10 кВ, где длины пролетов не превышают 100—150 м. За рубежом монометаллические провода

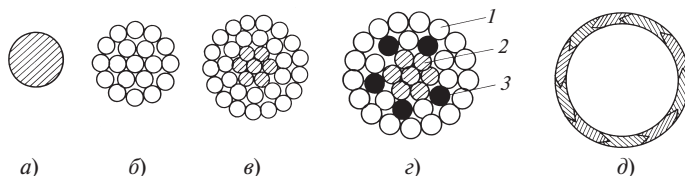


Рис. 10.3. Конструкции неизолированных проводов:

а — однопроводочный; *б* — многопроводочный из одного металла (сплава); *в* — многопроводочный из двух металлов (сталеалюминиевый); *г* — расширенный; *д* — пустотелый (полый); 1 — алюминий; 2 — сталь; 3 — наполнитель

из сплавов алюминия («алдрей», «альмелек») используются на линиях всех классов номинальных напряжений.

Расширенные и полые провода разрабатывались для применения на ВЛ напряжением 220 кВ и выше с целью уменьшения отрицательных последствий явления *коронного разряда* на проводах (потерь электроэнергии, акустического шума и помех радио- и телевизионному приему). Это явление возникает при определенной напряженности электрического поля на поверхности провода (около 30 кВ/см), которая обратно пропорциональна внешнему диаметру провода.

Применение проводов обычной многопроволочной конструкции с увеличенным по этой причине диаметром неэкономично, поскольку сечение такого провода из-за явления поверхностного эффекта при протекании по нему переменного тока используется не полностью, т.е. какое-то количество материала не работает и является как бы лишним. Пустотелая конструкция позволяет избежать перерасхода цветного металла и удорожания ВЛ. Аналогичные цели преследовались и при создании расширенных проводов за счет размещения внутри многопроволочной конструкции каркасных спиралей или стеклопластиковых наполнителей.

Альтернативой применения таких достаточно сложных в изготовлении конструкций является так называемое *расщепление фазы* на несколько составляющих n , широко применяемое во всем мире для ВЛ СВН и УВН. Так, на отечественных линиях 330 кВ используется расщепление фазы на два провода, фиксируемых на расстоянии $a = 40$ см друг от друга металлическими распорками. На ВЛ 500 кВ применяется «пучок» из трех проводов, находящихся в вершинах равностороннего треугольника со стороной 40 см. Такой пучок эквивалентен одиночному проводу с внешним диаметром около 27 см. Для ВЛ 750 кВ $n = 4 \div 5$, а для ВЛ 1150 кВ $n = 8 \div 10$ при $a = 40 \div 60$ см.

В России основным используемым типом проводов для ВЛ 35—1150 кВ до настоящего времени являются *сталеалюминиевые*. Они имеют *стальной сердечник* из 1, 7, 19, 37 или 61 проволоки (соответственно 1, 2, 3, 4 или 5 повивов). На этот сердечник накладываются от 1 до 4 повивов алюминиевых проволок. В соответствии с ГОСТ 839—80 [10.9] сталеалюминиевые провода выпускаются в четырех модификациях (марок АС, АСК, АСКС и АСКП).

Наличие в марке буквы «К» символизирует *коррозионную устойчивость* провода. Такие провода применяются в районах с «загрязненной атмосферой» (на побережьях морей, соленых озер, в промышленных районах и т.п.). Стойкость против коррозии обеспечивается, во-первых, изоляцией стального сердечника двумя лентами из синтетической пленки и, во-вторых, нанесением на его поверхность нейтральной смазки повышенной термостойкости (марка АСК) или заполнением ею сердечника (марка АСКС) или всего провода (марка АСКП).

Механические (прочностные) характеристики сталеалюминиевого провода определяются соотношением суммарного поперечного сечения алюминиевых проволок $F_{ал}$ к суммарному сечению проволок стального сер-

Таблица 10.4

Варианты исполнения сталеалюминиевых проводов

Исполнение	$F_{ал}/F_{ст}$	Номенклатура
Специальное облегченное	12,2—18,1	330/27; 400/22; 500/27; 1000/56
Облегченное	7,71—8,04	150/19—800/105 (15 марок)
Нормальное	6,00—6,25	35/6,2—400/64 (10 марок)
Усиленное	4,29—4,39	120/27—400/93 (6 марок)
Специальное усиленное	0,65—1,46	70/72; 95/41; 185/128; 300/204; 500/336

дечника $F_{ст}$. По соотношению $F_{ал}/F_{ст} = k_F$ различают пять исполнений таких проводов (табл. 10.4).

Использование того или иного исполнения проводов определяется в первую очередь тяжестью климатических условий, т.е. нагрузками, которые испытывает провод под действием массы гололедных образований и под давлением ветра. Помимо тяжести климатических условий выбор того или иного исполнения провода иногда связан и с необходимостью повышения надежности при пересечениях ВЛ с железными дорогами и автострадами, при переходах больших рек и т.п.

В соответствии с ГОСТ 839—80 обозначение сталеалюминиевых проводов состоит из обозначения марки (АС, АСК, АСКС, АСКП) и *номинальных сечений* алюминиевой части и стального сердечника, например АС 150/24, АСК 240/56 и т.п. В качестве примера в табл. 10.5 приводятся характеристики проводов марки АС с номинальным сечением алюминиевой части 185 мм² для четырех различных исполнений. Если сопоставить такой провод облегченного исполнения с проводом специального усиленного исполнения, то последний характеризуется примерно в 2 раза большей массой и в 3 раза большим разрывным усилием $F_{разр}$. Из данных табл. 10.5 следует также, что фактическое сечение алюминиевой части провода совпадает с номинальным лишь для провода усиленного исполнения, а стального сердечника — лишь для провода марки АС 185/128. В остальных случаях они различаются, хотя и незначительно.

Таблица 10.5

Характеристики проводов с $F_{ал. ном} = 185 \text{ мм}^2$

Марка провода	Фактические сечения, мм ²		Масса, кг/км			$F_{разр}$, Н	k_F	Исполнение
	$F_{ал}$	$F_{ст}$	алюминия	стали	провода			
АС 185/24	187,0	24,2	515	190	705	604	7,73	Облегченное
АС 185/29	181,0	29,0	500	228	728	648	6,24	Нормальное
АС 185/43	185,0	43,1	509	337	846	808	4,29	Усиленное
АС 185/128	187,0	128,0	517	1008	1525	1837	1,46	Специальное усиленное

В связи с необходимостью решения задач реконструкции участков электрических сетей с целью повышения их пропускной способности следует упомянуть об идее замены обычных сталеалюминиевых проводов (марки АС) на провода типа GTACSR («Gapped» TAL alloy Aluminium Conductor Steel Reinforced) [10.10]. В конструкции последних имеется зазор («gap») между стальным сердечником и внешними проводящими повивами из алюминиевого сплава. Этот зазор заполнен тугоплавкой смазкой. Такая конструкция обеспечивает скольжение алюминиевых слоев относительно стального сердечника, что позволяет осуществлять фиксацию последнего в специальных зажимах и исключить при этом натяжение алюминиевого слоя.

Это, в свою очередь, гарантирует малое увеличение стрелы провеса провода, с ростом температуры, которая может быть доведена до 150 °С вместо 70 °С для проводов марки АС. При этом допустимая по условиям нагрева мощность может быть увеличена примерно в 2 раза без замены опор, которая обычно требуется при реконструкции с применением проводов большего сечения или при повышении номинального напряжения ВЛ. Пилотные проекты ВЛ с такими проводами реализованы в Испании и Италии. Однако, как отмечается в [10.10], технико-экономического сопоставления этого решения с упомянутыми выше традиционными решениями в России пока не проводилось.

Грозозащитные тросы выполняют из стальных оцинкованных многопроволочных канатов марки ТК сечением 35, 50 и 70 мм². Если грозозащитные тросы используются для организации *высокочастотных каналов связи*, то они должны выполняться из материала с высокой электропроводностью. Поэтому в таком случае применяют провода марок АС 70/72 и АС 95/141. Наилучшими характеристиками с точки зрения прохождения высокочастотного сигнала обладают тросы из сталеалюминиевой проволоки типа «алюмовелд», когда каждая проволока имеет тонкий стальной сердечник, покрытый алюминиевой оболочкой.

На ВЛ напряжением до 110 кВ тросы применяют только на подходах к подстанциям, чтобы уменьшить вероятность грозовых перенапряжений в непосредственной близости от подстанционного оборудования. На ВЛ с номинальным напряжением 110 кВ и выше, сооружаемых на стальных и железобетонных опорах, тросы подвешивают вдоль всей линии. Их количество (один или два) определяется типом опоры и расположением на ней проводов. Сооружение линий 110—330 кВ без тросов допускается лишь в районах с малой интенсивностью грозовой деятельности (менее 20 грозовых часов в году), а также в особо гололедных районах, где толщина стенки гололеда больше 40 мм. Воздушные линии напряжением 110—220 кВ на деревянных опорах тросами не защищаются.

Существуют три способа подвески троса [10.11]. По первому способу трос подвешивается без изоляторов и заземляется на каждой промежуточной опоре. Лишь на металлических и железобетонных анкерных опорах он крепится на изоляторах. Согласно ПУЭ этот способ должен при-

меняться на всех ВЛ напряжением 150 кВ и ниже. На линиях 220 кВ и выше используется второй способ, согласно которому трос крепится на изоляторах, шунтируемых искровыми промежутками, на всех опорах. При этом трос делится на участки, совпадающие с анкерными пролетами, и каждый такой участок заземляется в одной точке.

В случае использования троса для отбора мощности или высококачественной связи применяется третий способ, когда трос полностью изолируется по всей длине линии и изоляторы шунтируются искровыми промежутками.

10.4. Классификация опор ВЛ

Многообразие применяемых в электросетевом строительстве типов опор влечет за собой необходимость их классификации по целому ряду признаков. Они приведены в табл. 10.6, где также представлены соответствующие каждому признаку разновидности опор, а также некоторые краткие комментарии.

Итак, по **количеству трехфазных цепей** различают опоры:

одноцепные, которые применяются при сооружении ВЛ любых номинальных напряжений;

двухцепные, которые в России применяются для ВЛ 35—330 кВ, а за рубежом и на линиях 380—750 кВ;

многоцепные, которые применяются за рубежом в густонаселенных районах с высокой стоимостью земли для экономии территории, отчуждаемой под трассу ВЛ. В качестве примера такой конструкции на рис. 10.4 показана металлическая *шестицепная* опора *комбинированной*

Таблица 10.6

Классификация опор воздушных линий

Признак	Тип опоры	Примечание
Количество трехфазных цепей	Одноцепная	Всех напряжений
	Двухцепная	35—330 кВ
	Многоцепная	—
Способ крепления проводов	Промежуточная	Зажимы поддерживающие
	Анкерная	Зажимы натяжные
Положение на трассе	Угловая	В точках поворота трассы
Конструктивное выполнение	Свободностоящая	—
	На оттяжках	—
Материал	Деревянная	До 220 кВ включительно
	Железобетонная	До 500 кВ включительно
	Металлическая	Всех напряжений
Специальное назначение	Транспозиционная	По концам участков цикла
	Ответвительная	Ответвления от магистрали
	Переходная	Переходы через реки и т.п.

ВЛ, где на верхних двух ярусах расположены фазы двух цепей 380 кВ, под ними размещены две цепи 220 кВ, а на нижней траверсе подвешены две цепи 110 кВ. Вертикальный размер этой опоры составляет 63,4 м, зато горизонтальный габарит — только 34 м.

Основанием второго признака служит **способ крепления проводов**. Здесь в первую очередь выделяются *промежуточные* опоры, на которых провода закрепляются в *поддерживающих зажимах*. Это основной тип опор, составляющий около 90 % их общего числа. Кроме них выделяются *анкерные* опоры, на которых провода закрепляются в *натяжных зажимах*. Эти опоры расположены по концам анкерного пролета (анкерowanego участка), эскиз которого был показан на рис. 10.2.

По **положению на трассе** различают опоры, расположенные на прямых ее участках, и *угловые* (или анкерные угловые), расположенные в точках изменения направления (поворота) трассы линии. В этих точках на опору действует сила тяжения проводов и тросов, направленная по биссектрисе

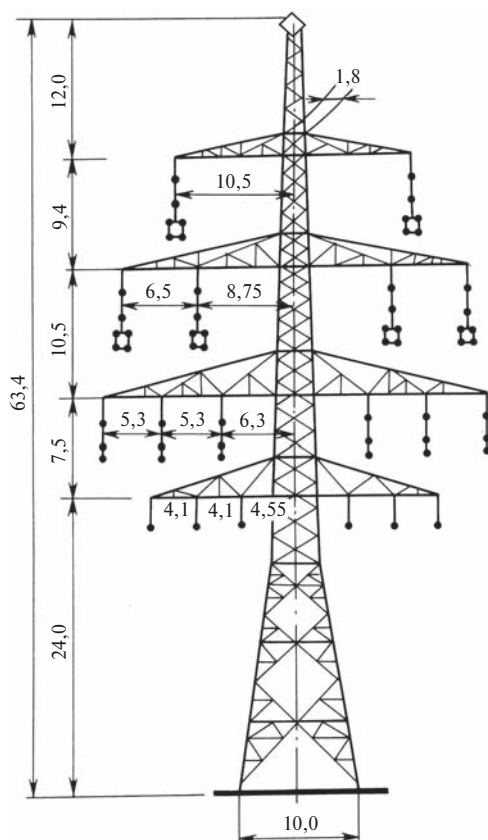


Рис. 10.4. Опора многоцепной комбинированной ВЛ 380—220—110 кВ

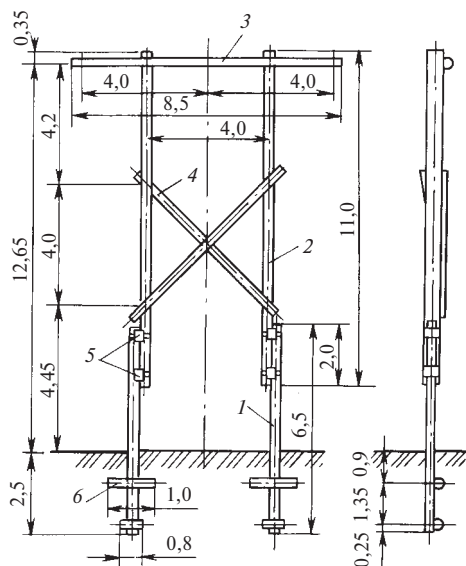


Рис. 10.5. Деревянная промежуточная опора ВЛ 110 кВ:

1 — пасынок; 2 — стойка; 3 — траверса; 4 — раскос; 5 — бандаж; 6 — ригель

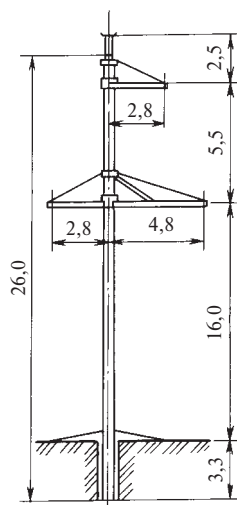


Рис. 10.6. Железобетонная промежуточная одноцепная свободностоящая опора ВЛ 220 кВ

внутреннего угла. Поэтому в отличие от обычной промежуточной опоры угловая должна иметь раскосы, противодействующие опрокидывающему моменту в направлении действия этой силы. При углах поворота, превышающих 20° , устанавливают анкерные угловые опоры.

По конструктивному выполнению опоры делятся на *свободностоящие* и на *оттяжках*. Применение металлических тросовых оттяжек, которые крепятся с одной стороны к верхним частям опоры, а с другой стороны к анкерным плитам, заглубленным в грунт на 2—3 м, обеспечивает устойчивость опоры и по сравнению со свободностоящими опорами позволяет значительно сократить расход материала, из которого изготавливаются элементы опоры, а следовательно, и ее стоимость.

В качестве **материала** для изготовления опор используются древесина, железобетон и сталь. *Деревянные опоры* в России применяют на ВЛ с номинальным напряжением до 220 кВ включительно, хотя в США есть опыт строительства ВЛ 345 кВ на опорах из клееной древесины [10.7]. В качестве примера на рис. 10.5 показана одноцепная свободностоящая промежуточная деревянная опора ВЛ 110 кВ.

Нижние части опоры (*пасынки*) заглублены в землю на 2,5 м. Для повышения прочности заделки опор в грунте к пасынкам крепятся поперечные *ригели*. В настоящее время применяются опоры с железобетонными пасынками, что способствует увеличению срока службы опор.

Последний определяется стойкостью древесины к гниению. Поэтому все остальные элементы — *стойки, траверсы и раскосы* (или перекрестные ветровые связи) пропитываются антисептиком. Для их изготовления используется древесина лиственницы или сосны. Стойки соединяются с пасынками проволочными *бандажами*.

Унифицированные *железобетонные опоры* (ЖБО) в России применяются для сооружения ВЛ с номинальным напряжением до 500 кВ включительно. Они имеют металлические траверсы и тросостойки. Стойки изготовляют из вибрированного или центрифугированного железобетона. В первом случае они имеют двутавровое, квадратное или прямоугольное сечение. Стойки из центрифугированного железобетона имеют кольцевое сечение и цилиндрическую либо коническую форму. Двухцепные одностропные железобетонные опоры применяют при напряжениях 110—220 кВ, одноцепные (одно- и двухстропные) на линиях 35—500 кВ. В качестве примера на рис. 10.6 показана промежуточная одноцепная свободностоящая железобетонная опора ВЛ 220 кВ с треугольным расположением проводов (на рисунке не показаны). Ее стойка имеет длину 26 м и заглубляется в грунт на 3,3 м.

Металлические опоры применяются во всем диапазоне номинальных напряжений (35—1150 кВ). Их основными элементами являются *ствол* (у свободностоящих опор башенного типа) или *стойки* (у порталных и V-образных опор), *траверсы* в форме пространственных ферм, *тросостойки* и *оттяжки*, если они предусмотрены конструкцией. На рис. 10.7 представлены примеры промежуточных металлических опор перечисленных выше типов (башенного, порталного и V-образного).

Ствол башенной опоры состоит из четырех вертикальных *поясов* из стальных угольников, связывающих соседние пояса *раскосов*, образующих *решетку*, и *диафрагм* (горизонтальных крестообразных связей поясов), придающих опоре жесткость и устойчивость. По способу сборки металлические опоры могут быть *сварными* и *болтовыми*. Сварные опоры изготовляются на заводе секциями, размеры которых лимитируются условиями транспортировки на трассу, где эти секции сочленяются с помощью болтов. Болтовые опоры полностью собираются на трассе. Их преимуществами являются большее удобство транспортировки составных элементов и упрощение технологии защиты от коррозии (горячей оцинковки) этих элементов в заводских условиях. Примеры различных конструкций металлических опор показаны на рис. 10.8.

Наряду с описанными выше металлическими решетчатыми опорами (МРО) перспективным направлением является применение *многогранных металлических опор* (ММО). В мировой практике опыт строительства ВЛ с использованием ММО насчитывает около 40 лет. Внешний вид таких опор аналогичен виду железобетонных опор (см. рис. 10.6). Отличие состоит в том, что стойки таких опор собираются из полых конусообразных секций длиной 11—12 м, каждая из которых в поперечном сечении имеет форму многогранника. Так, например, стойка ММО 110 кВ состоит

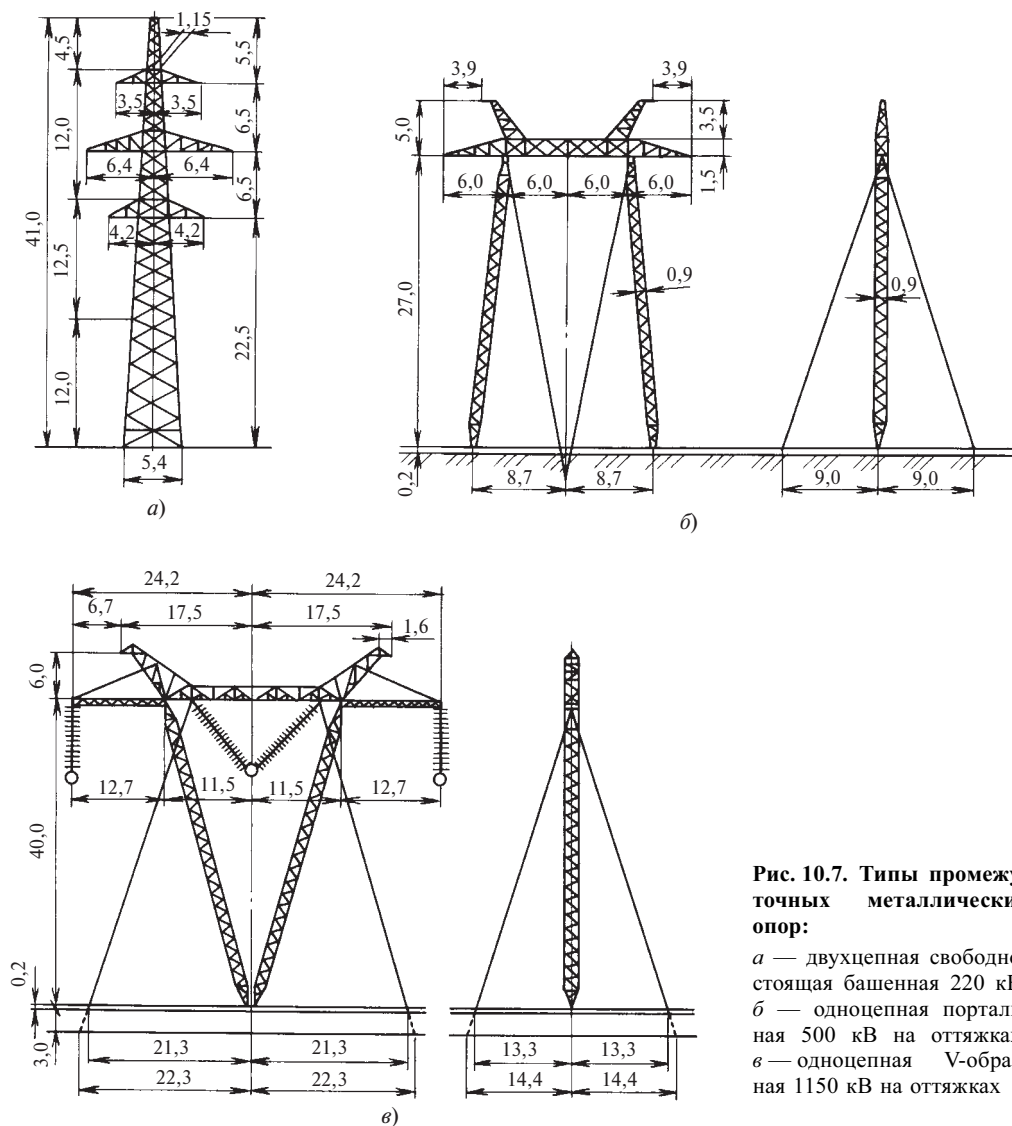


Рис. 10.7. Типы промежуточных металлических опор:

а — двухцепная свободностоящая башенная 220 кВ;
б — одноцепная порталная 500 кВ на оттяжках;
в — одноцепная V-образная 1150 кВ на оттяжках

из двух 12-гранных секций длиной 11,45 м каждая с толщиной стенки 6 мм [10.12]. Сопоставление ВЛ 35—220 кВ, сооружаемых с использованием упомянутых выше видов опор (ЖБО, МРО и ММО), показало экономическую эффективность ВЛ на ММО как по критерию минимума инвестиций (капиталовложений), так и по критерию минимума дисконтированных затрат. Однако в настоящее время в России существует лишь одно предприятие, оснащенное оборудованием для изготовления многогранных стоек.



а)



б)

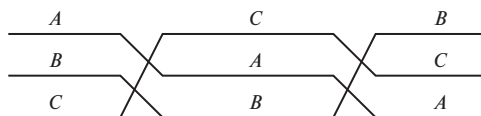


в)

Рис. 10.8. Общие виды металлических опор:

а — промежуточная свободностоящая опора ВЛ 1150 кВ; б — порталная опора на оттяжках ВЛ 500 кВ в процессе монтажа; в — двухцепная опора воздушной линии 110 кВ башенного типа

Рис. 10.9. Схема цикла транспозиции фаз А, В, С воздушной линии



Помимо перечисленных выше выделяется группа опор **специального назначения**. К ним относятся транспозиционные, ответвительные и переходные опоры. *Транспозиционные* опоры устанавливаются по концам участков *цикла транспозиции* (рис. 10.9). Под транспозицией понимается циклическая перестановка фаз с целью снижения *несимметрии* систем векторов токов и напряжений в конце линии (при симметричных системах этих векторов в ее начале), вызываемой различием реактивных параметров фаз (индуктивностей и емкостей) вследствие несимметричного расположения проводов на опорах. На линиях длиной до 100 км обычно осуществляется один цикл транспозиции, если это допустимо по условиям влияния на проводные линии связи, прокладываемые параллельно ВЛ. *Ответвительные* опоры служат для выполнения ответвлений от основной линии, а *переходные* — для осуществления переходов через реки и другие водные пространства. Высота последних в ряде случаев достигает 100 м.

На одноцепных опорах в настоящее время применяют два расположения проводов — *по вершинам треугольника* (на ВЛ 35—330 кВ с железобетонными и стальными опорами) и *горизонтальное* (на всех ВЛ напряжением 220 кВ и выше и на ВЛ 35—110 кВ с деревянными опорами). На двухцепных опорах рекомендуется расположение проводов *по вершинам шестиугольника* (типа «бочка»).

10.5. Изоляторы и линейная арматура

Изоляторы ВЛ изготавливают в основном из фарфора или закаленного стекла. Вместе с тем, в последние два десятилетия все шире начинают применяться и полимерные изоляторы. Фарфор и стекло обладают высокой стойкостью к атмосферным воздействиям, достаточно высокой механической и электрической прочностью. Стекланные изоляторы легче фарфоровых, лучше противостоят ударным нагрузкам и не растрескиваются, а рассыпаются при пробое, что облегчает визуальное нахождение места повреждения при осмотрах линии.

Конструктивно различаются два вида стекланных и фарфоровых изоляторов — *штыревые* и *подвесные*. **Штыревые** (рис. 10.10, а) применяются на ВЛ до 35 кВ включительно. Корпус изолятора имеет внутреннюю резьбу и навинчивается на металлический штырь или крюк. Провод укладывается в углубление на головке изолятора и закрепляется проволоочной вязкой. В марке изолятора присутствует обозначение типа (Ш), материала (С или Ф), номинального напряжения (в киловольтах) и исполнения (А, Г и др.). Так, например, изолятор ШС10-Г (грязестойкого испол-

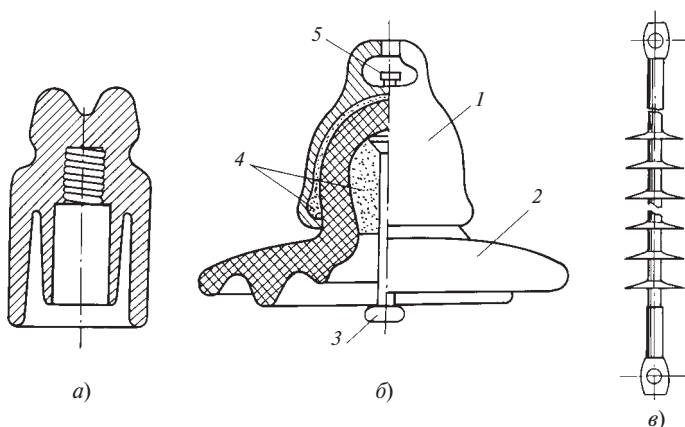


Рис. 10.10. Виды линейных изоляторов:

а — штыревой; *б* — подвесной тарельчатого типа; *в* — полимерный; 1 — шапка; 2 — изолирующая деталь (тарелка); 3 — стержень; 4 — цементная заделка; 5 — замок изолятора

нения, т.е. для районов с загрязненной атмосферой) имеет высоту 145 мм, диаметр корпуса 160 мм и массу 2,1 кг.

Подвесные изоляторы (рис. 10.10, *б*) применяются на ВЛ напряжением 35 кВ и выше. Марка изолятора содержит буквы П (подвесной), С (стеклянный) или Ф (фарфоровый), Г (грязестойкий) и А, Б, В, Д (обозначение модификации). Цифрой обозначается максимальная (разрушающая) механическая нагрузка в килоньютонах (кН), например ПФ70-В, ПСГ120-А, ПС400-А и т.п.

Конструкция подвесного тарельчатого изолятора состоит из трех основных элементов [10.13]:

стеклянной или фарфоровой *изолирующей детали* в виде тела вращения с ребрами на нижней поверхности и с внутренней полостью конической или цилиндрической формы;

шапки из ковкого чугуна, в верхней части которой имеется сферическая полость (гнездо), предназначенная для шарнирного сопряжения с другим изолятором;

стержня, нижняя головка которого имеет сферическую поверхность, сопрягаемую с соответствующей поверхностью в гнезде шапки.

Прочное соединение металлических деталей подвесного изолятора с изолирующей деталью достигается за счет конической формы сопрягаемых частей шапки, изолирующей детали и верхней головки стержня, пространство между которыми заполняется цементным раствором (позиция 4 на рис. 10.10, *б*), обеспечивающим их прочное соединение.

Подвесные изоляторы собираются в *гирлянды* путем введения в сферическое гнездо шапки головки стержня смежного изолятора. Для предотвра-

щения расщепления сферический шарнир изоляторов запирается замком М-образной или шплинтообразной формы (позиция 5 на рис. 10.10, б).

Количество изоляторов в поддерживающей гирлянде $n_{из}$ определяется в основном значением номинального напряжения линии, а также степенью загрязненности атмосферы, материалом опоры и типом изолятора. При использовании изоляторов марок ПС70-Б и ПФ70-В их число в поддерживающей гирлянде, ее длина с арматурой от траверсы до провода λ_r и масса гирлянды с арматурой m_r для ВЛ 35—330 кВ, сооружаемых на металлических и железобетонных опорах в районах с нормальными атмосферными условиями, приведены в табл. 10.7 [10.14].

Поддерживающие гирлянды ВЛ 500 кВ при использовании изоляторов марки ПФ120-А содержат 21 такой изолятор (при ПС120-А — 24 изолятора). При $U_{ном} = 110—220$ кВ в число $n_{из}$ входит по одному резервному изолятору, а при $U_{ном} = 330—500$ кВ — по два. Для ВЛ 35—220 кВ, сооружаемых на деревянных опорах, число изоляторов в гирлянде на один меньше указанного в табл. 10.7 для ВЛ соответствующего напряжения.

Стержневые полимерные изоляторы (ПИ) представляют собой относительно новое поколение изоляции ВЛ. Их разработка и внедрение в практику сооружения ВЛ начались в СССР в 70-е годы XX в. В настоящее время в России в эксплуатации находятся более 400 тыс. ПИ [10.15]. Основой их конструкции (рис. 10.10, в) является *стеклопластиковый стержень*, воспринимающий всю механическую нагрузку. На концах стержня имеются металлические *оконцеватели* или *фланцы* для крепления к траверсе опоры и соединения с зажимом провода. Электрическую прочность изолятора и необходимую длину пути утечки тока обеспечивает ребристая *оболочка* из кремнийорганической эластомерной композиции (резины) или силикона, защищающая стержень от атмосферных воздействий и закрепленная на нем с помощью клеевого герметика (герменила).

Основными достоинствами ПИ являются прежде всего их высокая эксплуатационная надежность, малая масса, устойчивость к ударным механическим нагрузкам и актам вандализма (в том числе к расстрелам),

Таблица 10.7

Характеристики поддерживающих гирлянд изоляторов ВЛ 35—330 кВ

Параметр	Марка изолятора	Значение параметра при $U_{ном}$, кВ				
		35	110	150	220	330
$n_{из}$	ПФ70-В	3	7	9	13	19
	ПС70-Б	3	8	10	14	21
λ_r , м	ПФ70-В	0,69	1,25	1,5	2,2	3,0
	ПС70-Б	0,68	1,35	1,6	2,3	3,2
m_r , кг	ПФ70-В	19	38	47	72	118
	ПС70-Б	16	36	45	67	111

удобство транспортировки и простота монтажа, а также эстетичный внешний вид. Отечественные ПИ маркируются буквами ЛК, после которых указывается разрушающая нагрузка при растяжении (от 70 до 300 кН) и через дробь — значение $U_{\text{ном}}$. Так, например, изолятор ЛК 70/110 имеет габаритный размер 1278 мм, длину изоляционной части 1020 мм, диаметр ребер оболочки 85 мм и массу 3,3 кг, т.е. на порядок меньшую по сравнению с гирляндой стеклянных или фарфоровых изоляторов таких же напряжения и прочности (см. табл. 10.7).

Термин **линейная арматура** объединяет устройства, обеспечивающие, во-первых, надежное *сочленение* отдельных элементов конструкции ВЛ, а также *защиту* гирлянд подвесных изоляторов (или ПИ) от повреждения электрической дугой при пробое и *фиксацию* взаимного расположения в пространстве проводов расщепленных фаз и соседних фаз по отношению друг к другу. В табл. 10.8 представлены пять различающихся своим назначением основных групп элементов арматуры, а также их типы и модификации в каждой группе.

Фиксирующая арматура представлена двумя видами *зажимов* — поддерживающими и натяжными. *Поддерживающие зажимы* служат для крепления проводов на промежуточных опорах. Они состоят из *лодочки*, в которую укладывается провод, *зажимных плашек* и *U-образных болтов*, закрепляющих провод в лодочке (рис. 10.11, а). В основном применяют

Таблица 10.8

Классификация линейной арматуры

Категория	Тип	Разновидности
Фиксирующая	Зажим поддерживающий	Глухой С проскальзыванием
	Зажим натяжной	Клиновой Болтовой Прессуемый
Сцепная	Элемент сопряжения	Скоба (гирлянда-опора) Серьга (скоба-изолятор) Ушко (изолятор-зажим) Коромысло (<i>n</i> гирлянд) Промежуточное звено Узел крепления к опоре
Защитная	Элемент защиты	Защитное кольцо Защитный овал Разрядные рога
Соединительная	Соединитель	Овальный Прессуемый
Дистанцирующая	Распорка	Металлическая Изолирующая

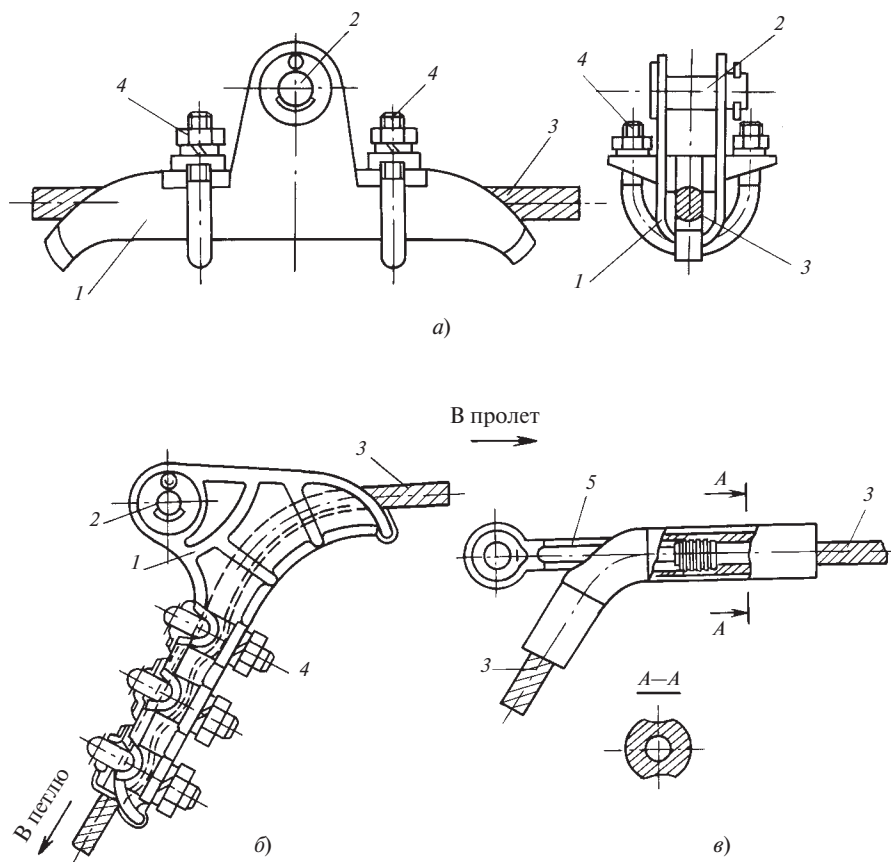


Рис. 10.11. Фиксирующая арматура:

а — глухой поддерживающий зажим; *б* — болтовой натяжной зажим; *в* — прессуемый натяжной зажим; 1 — корпус; 2 — палец; 3 — провод; 4 — U-образный болт с плашкой; 5 — анкер

два типа поддерживающих зажимов — глухие и с ограниченной прочностью заделки провода.

Глухие зажимы обеспечивают закрепление провода без его проскальзывания в любом режиме работы линии. При этом тяжение по проводу полностью передается на опору. Лодочка шарнирно связана с ушком, а оно, в свою очередь, — с нижним изолятором гирлянды.

Ограничение усилий, действующих на опору, достигается применением *зажимов с ограниченной прочностью заделки провода*. Конструктивно эти зажимы не отличаются от глухих, но затяжка плашек у них осуществляется таким образом, что при усилиях, превышающих заданное значение (7—9 кН), происходят проскальзывание провода в зажиме и соответствующая разгрузка опоры. Такие зажимы применяются на ВЛ напряжением 330 кВ и выше.

Натяжные зажимы служат для крепления проводов на анкерных опорах. Они сопрягаются с натяжными гирляндами изоляторов и воспринимают полные тяжения по проводам во всех режимах работы линии. По способу закрепления провода они делятся на клиновые, болтовые и прессуемые. Наиболее простые по конструкции *клиновые зажимы* предназначены для крепления проводов (медных и алюминиевых) и стальных тросов сечением 16—95 мм². Они состоят из чугунного или стального корпуса, в котором размещается провод (трос), и алюминиевого или латунного клина, который зажимает (самозаклинивает) провод (трос) под действием тяжения по нему.

Болтовые зажимы (рис. 10.11, б) используются при монтаже проводов сечением 70—240 мм². Такой зажим состоит из чугунного корпуса 1, в котором при помощи U-образных болтов 4 с плашками из алюминиевого сплава зажимается провод 3. На корпусе имеется проушина 2 для крепления зажима к гирлянде. Как клиновые, так и болтовые зажимы не требуют разрезания провода в месте закрепления при монтаже. Они используются главным образом на ВЛ с номинальным напряжением до 110 кВ включительно [10.16].

Прессуемые зажимы предназначены для монтажа сталеалюминиевых проводов с сечениями алюминиевой части 240 мм² и более, т.е. на ВЛ напряжением 220 кВ и выше. Они состоят из стального анкера 5 с проушиной, в который запрессовывается стальной сердечник провода со стороны пролета, и алюминиевого корпуса 1, в котором закрепляется алюминиевая часть провода 3. При этом требуется предварительное разрезание провода, что усложняет монтаж.

К категории **сцепной арматуры** относятся:

скобы, служащие для соединения гирлянды изоляторов с траверсой опоры (рис. 10.12, а);

серьги, предназначенные для соединения скобы с шапкой верхнего изолятора гирлянды (рис. 10.12, б);

ушки, осуществляющие сопряжение нижнего изолятора гирлянды с зажимом (рис. 10.12, в);

коромысла, служащие для образования сдвоенных и строенных гирлянд;

промежуточные звенья, используемые для удлинения гирлянд;

узлы крепления гирлянд изоляторов к опорам (рис. 10.12, г).

К категории **защитной арматуры** относятся защитные кольца (овалы) и разрядные рога. *Защитные кольца (овалы)* устанавливаются в нижней части поддерживающих и натяжных гирлянд изоляторов и стержневых полимерных изоляторов ВЛ напряжением 330 кВ и выше. Они служат для отвода электрической дуги, возникающей при перекрытиях гирлянд, от поверхности последних, а также для улучшения равномерности распределения напряжения между изоляторами гирлянды. Верхние и нижние *разрядные рога* служат для создания искрового промежутка при изолированном креплении грозозащитных тросов на опорах ВЛ 220—1150 кВ.

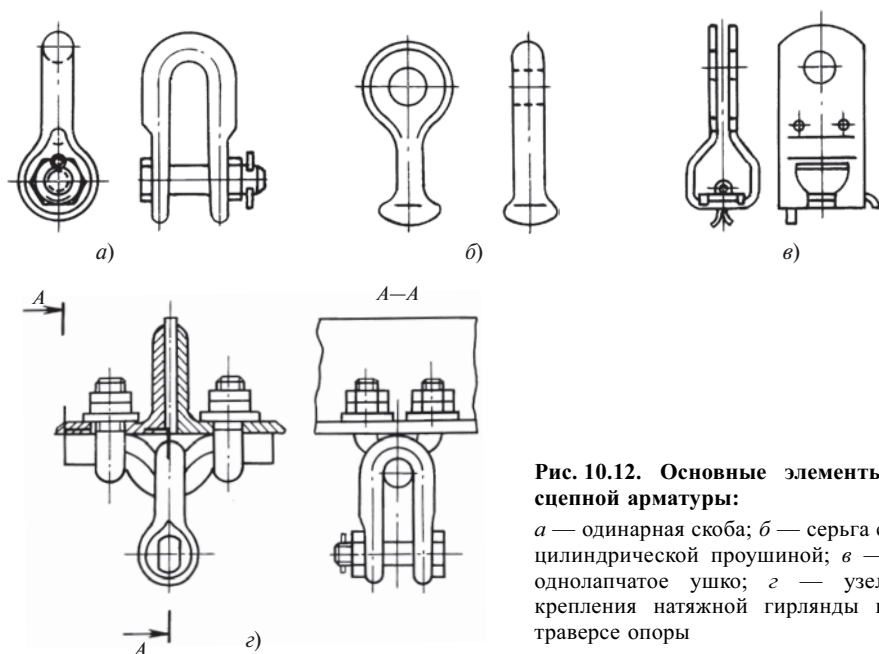


Рис. 10.12. Основные элементы цепной арматуры:

a — одинарная скоба; *б* — серьга с цилиндрической проушиной; *в* — однолапчатое ушко; *г* — узел крепления натяжной гирлянды к траверсе опоры

Они устанавливаются на гирляндах, причем верхние рога закрепляются на серьгах, а нижние — на ушках [10.16].

Соединительная арматура служит для соединения двух *строительных длин* провода, т.е. его отрезков, каждый из которых уместается на одном транспортном барабане. Для проводов с сечениями до 240 мм² включительно используют *овальные соединители*, которые представляют собой трубку с развальцованными краями из того же материала, что и провод, в которую с двух сторон вставляются соединяемые концы провода. Надежный электрический контакт и достаточная механическая прочность места соединения обеспечиваются при монтаже либо путем обжатия соединителя специальными клещами или прессом, либо путем скручивания вместе с проводом специальным приспособлением.

Для соединения сталеалюминевых проводов с сечениями 300 мм² и более, а также стальных тросов сечением 50—150 мм² и более применяют *прессуемые соединители*. Они состоят из двух элементов — алюминиевого корпуса, охватывающего внешнюю поверхность провода, и стальной трубки, в которую вставляются концы стального сердечника.

Дистанцирующая арматура представлена двумя видами распорок. *Металлические распорки* служат для фиксации взаимного расположения проводов расщепленных фаз ВЛ 330—1150 кВ. Наиболее простая парная распорка, соединяющая два провода, состоит из двух комплектов плашек, которые закрепляются на проводах болтами, и тяги, устанавливаемой между плашками и закрепляемой жестко (глухое крепление) или подвижно

(шарнирное крепление). На ВЛ 500 кВ с расщеплением фазы на три провода такие распорки устанавливают группами по 3 штуки на расстоянии 40—50 м между соседними группами. При числе проводов в фазе более трех наряду с парными могут быть использованы многолучевые и рамные распорки, более экономичные с точки зрения расхода металла.

Изолирующие распорки служат для дистанцирования сближенных фаз компактных ВЛ на опорах охватывающего типа и опорах с вантовой траверсой, а также для фиксации фаз многофазных ВЛ. С этой целью могут быть использованы полимерные изоляторы со стеклопластиковым стержнем, описанные выше, а также опорно-стержневые полимерные изоляторы.

10.6. Геометрические характеристики ВЛ

Геометрические размеры опор ВЛ косвенным образом определяют ее некоторые экономические характеристики. От значений высоты и ширины опоры при прочих равных условиях зависит объем материала, из которого изготовлены элементы опоры, а следовательно, и ее стоимость. Кроме того, ширина опоры частично определяет и поперечный размер полосы отчуждения территории под трассу линии, что в условиях рыночной экономики при высокой стоимости земли является подчас причиной отказа от сооружения ВЛ в пользу варианта кабельной линии с существенно меньшей шириной трассы.

Вертикальный и горизонтальный габариты воздушной линии определяются взаимным расположением:

ее токоведущих элементов (проводов) и заземленных частей (траверс и стоек опоры);

проводов и грозозащитных тросов, если последние предусмотрены конструкцией;

проводов в нижней точке их провисания в пролете относительно поверхности земли.

Рассмотрим условия выбора соответствующих этим условиям расстояний на примере одноцепной portalной свободностоящей металлической опоры с двумя тросами, схематически изображенной на рис. 10.13, где также показаны интересующие нас геометрические размеры.

Вертикальный габарит линии, т.е. высота опоры $H_{\text{оп}}$, как это видно из рис. 10.13, определяется выражением

$$H_{\text{оп}} = h_{\Gamma} + f_{\text{нб}} + \lambda_{\Gamma} + h_{\text{т}},$$

где h_{Γ} — нормированный габарит линии до земли; $f_{\text{нб}}$ — наибольшая стрела провеса провода; λ_{Γ} — длина гирлянды изоляторов с арматурой; $h_{\text{т}}$ — высота крепления троса над траверсой (высота тросостойки).

Как уже говорилось в § 10.2, *габарит линии*, т.е. величина h_{Γ} , определяется условиями безопасности передвижения под проводами линии транспортных средств и механизмов. Она нормируется в зависимости

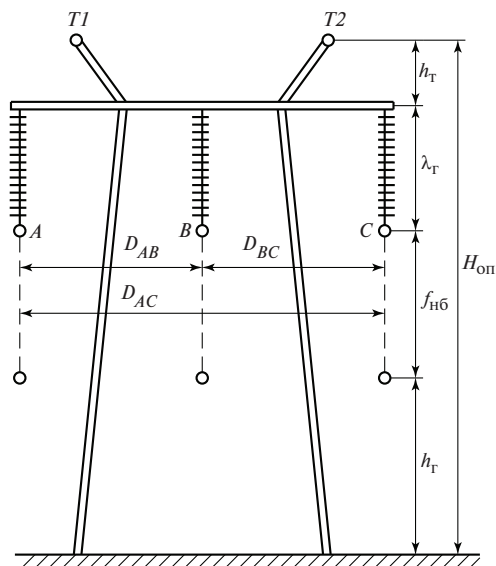


Рис. 10.13. Геометрические параметры воздушной линии

от характера местности (населенная, ненаселенная, труднодоступная) и номинального напряжения ВЛ.

Стрела провеса f в промежуточном пролете длиной L определяется допустимым механическим напряжением в нижней точке провода $\sigma_{\text{доп}}$ при конкретных климатических условиях и соответствующей удельной нагрузке γ :

$$f = \gamma L^2 / (8\sigma_{\text{доп}}).$$

Наибольшая стрела провеса имеет место либо при высшей расчетной температуре воздуха $\theta_{\text{нб}}$ за счет термического удлинения провода, либо при наибольшей вертикальной механической нагрузке от массы провода, покрытого гололедом при соответствующей температуре $\theta_{\text{Г}} = -5^\circ\text{C}$ и отсутствии ветра.

Длина гирлянды изоляторов с арматурой $\lambda_{\text{Г}}$ определяется типом используемых изоляторов и их количеством в зависимости от номинального напряжения ВЛ (см. табл. 10.7).

Положение грозозащитного троса, т.е. высота тросостойки $h_{\text{Г}}$, определяется по условиям защиты проводов от прямых ударов молнии. Для обеспечения такой защиты защитный угол $\alpha_{\text{з}}$ должен быть не более установленных ПУЭ его допустимых значений $\alpha_{\text{доп}}$. Для опор с одним тросом $\alpha_{\text{доп}} = 30^\circ$, с двумя тросами — 20° .

При $\alpha_3 = \alpha_{\text{доп}}$, как следует из рис. 10.14, расстояние по вертикали между проводом и тросом $h_{\text{п-т}}$ равно

$$h_{\text{п-т}} = h_{\text{т}} + \lambda_{\text{г}} = (0,5D_{\text{BC}} - a_{\text{т}}) / \text{tg } \alpha_{\text{доп}}.$$

При известных значениях $\alpha_{\text{доп}}$, расстояния между соседними фазами D_{BC} , длины гирлянды с арматурой и расстояния по горизонтали от оси стойки до троса $a_{\text{т}}$ из этого выражения однозначно определяется искомая величина $h_{\text{т}}$.

Наименьшее допустимое изоляционное расстояние по воздуху от токоведущих до заземленных частей ВЛ $y_{\text{доп}}$ определяется условиями исключения пробоя воздушного промежутка при рабочем напряжении, при грозовых и внутренних перенапряжениях, а также условием безопасного подъема ремонтного персонала на опору, когда линия находится под напряжением. Последнему условию соответствует наибольшее значение $y_{\text{доп}}$, которое для ВЛ 35—500 кВ составляет от 1,5 до 4,5 м.

При использовании на ВЛ как подвесных гирлянд стеклянных и фарфоровых изоляторов, так и стержневых полимерных изоляторов расстояние от провода до стойки опоры y определяется с учетом возможного отклонения провода под давлением ветра (рис. 10.15) на угол φ , зависящий от соотношения удельных нагрузок — вертикальной от собственной массы провода без гололеда $G_{\text{пр}}$ и горизонтальной от действия ветра $F_{\text{в}}$, которые формируют результирующий вектор силы $F_{\text{рез}}$, действующей на провод.

При этом минимально допустимое расстояние между фазой линии и стойкой опоры

$$D_{\text{ф min}} = y_{\text{доп}} + \lambda_{\text{г}} \sin \varphi,$$

где $\sin \varphi = F_{\text{в}} / F_{\text{рез}}$.

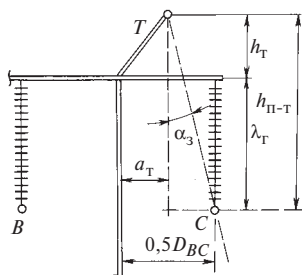


Рис. 10.14. К определению высоты подвеса грозозащитного троса

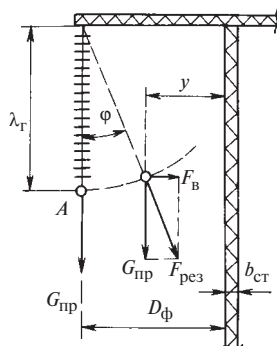


Рис. 10.15. К определению расстояния между фазами ВЛ

Значение $D_{\phi \min}$ служит для определения междуфазного расстояния $D_{\text{мф}}$. При их горизонтальном расположении

$$D_{\text{мф}} = D_{AB} = D_{BC} = 2D_{\phi \min} + b_{\text{ст}},$$

где $b_{\text{ст}}$ — ширина стойки опоры.

В табл. 10.9 даны значения конструктивных параметров ВЛ 35—750 кВ, о которых шла речь выше, а именно:

длины промежуточного пролета L при сооружении ВЛ в равнинной местности;

расстояния между фазами $D_{\text{мф}}$ при их горизонтальном расположении на опоре;

длины подвесной гирлянды изоляторов с арматурой λ_{Γ} ;

высоты промежуточной опоры $H_{\text{оп}}$;

габарита линии до земли в ненаселенной местности h_{Γ} ;

числа проводов в фазе N ;

диапазонов сечений F сталеалюминиевых проводов (их алюминиевой части).

Данные табл. 10.9 свидетельствуют о том, что ВЛ СВН (330—750 кВ) характеризуются весьма внушительными размерами. Их вертикальный габарит составляет 25—41 м, а ширина опоры, если принять ее равной двойному междуфазному расстоянию, находится в пределах от 18 до 35 м. Несмотря на то, что в процентном отношении к суммарной протяженности ВЛ напряжением 35 кВ и выше такие линии в России составляют небольшую долю (менее 10 %), территория, занимаемая ими, оказывается довольно значительной. В связи с этим во всем мире проводятся исследования, направленные на создание более компактных конструкций ВЛ, которые одновременно обладали бы повышенной пропускной способностью, пониженным влиянием на окружающую среду и в большей степени удовлетворяли бы требованиям технической эстетики.

Таблица 10.9

Конструктивные параметры ВЛ 35—750 кВ

Параметр	Номинальное напряжение, кВ					
	35	110	220	330	500	750
L , м	150—200	170—250	250—350	300—400	350—450	450—750
$D_{\text{мф}}$, м	2,8	4,0	6,4	8,8	12,0	17,6
λ_{Γ} , м	0,7	1,2—1,4	2,2—2,3	3,0—3,2	4,5—4,9	6,7—7,5
$H_{\text{оп}}$, м	10	13—14	22—26	25—30	27—32	30—41
h_{Γ} , м	6—7	6—7	7—8	7,5—8	8	10—12
N	1	1	1	2	3	4
F , мм ²	50—185	70—240	240—400	240—500	300—500	400, 500

10.7. Общая характеристика кабельных линий

Зарождение в начале XIX в. техники передачи электроэнергии по изолированным проводникам, получившим впоследствии общее название «кабели», было связано с необходимостью передачи электрических сигналов. **Силовые кабели** появились в конце XIX в. вместе с первыми электрическими генераторами и началом развития электроснабжения. В настоящее время силовые кабельные линии сооружаются в тех случаях, когда строительство воздушных линий нецелесообразно по причинам экономического, архитектурно-планировочного или экологического характера.

Совокупность этих причин в наибольшей степени проявляется при решении вопросов электроснабжения крупных городов и промышленных зон, где в большинстве случаев приходится считаться с необходимостью отчуждения достаточно больших территорий под трассы воздушных линий, а также с экологическими и эстетическими недостатками их сооружения в густонаселенных районах. Поэтому в последние десятилетия для электроснабжения таких районов все шире используются кабельные линии, а в крупнейших городах с целью высвобождения территории для жилищного строительства все чаще ранее сооруженные воздушные линии заменяются кабельными. Кроме того, кабельные линии в ряде случаев являются единственным средством передачи электроэнергии через большие водные пространства, на подходах к аэропортам, а также для обеспечения выдачи мощности гидроэлектростанций, если отсутствует возможность связи трансформаторов и распределительного устройства высшего напряжения по воздушным линиям.

Кабельные линии, прокладываемые по городским или промышленным территориям, в большинстве случаев являются закрытыми сооружениями, причем чаще всего подземными. Вследствие этого они защищены от воздействия ветра и гололедных нагрузок, однако подвержены другим отрицательным внешним воздействиям. При прокладке кабелей в грунте ими являются наличие влаги, химическая агрессивность почвы, наличие блуждающих токов, возможность механических повреждений механизмами при проведении земляных работ, дополнительный нагрев от проложенных вблизи теплотрасс или других источников теплоты и т.п. В связи с этим конструкции как собственно кабеля, так и кабельной линии в целом должны предусматривать защиту от указанных воздействий. Поэтому поверх электрической изоляции кабеля накладывается металлическая оболочка, которая, в свою очередь, имеет те или иные защитные покровы, в том числе в ряде случаев и металлическую броню для защиты от механических повреждений.

Кабельная линия (КЛ) как электроустановка состоит из следующих элементов: собственно силового кабеля (или кабелей), оборудования для соединения и секционирования участков кабеля и присоединения концов кабеля к аппаратуре и к шинам распределительных устройств (**кабельная арматура**), а также аппаратуры подпитки маслом или газом (для масло- и газонаполненных кабелей). Кабели могут прокладываться

не только в земляных траншеях, но и в различных **кабельных сооружениях** — в коллекторах, туннелях, каналах, блоках, шахтах, в кабельных этажах и двойных полах, по эстакадам и в галереях. Кабельная арматура иногда вместе с аппаратурой подпитки может размещаться в кабельных колодцах или камерах. В специальных зданиях располагаются автоматические подпитывающие установки маслonaполненных кабельных линий высокого давления. Таким образом, кабельная линия, в особенности при номинальных напряжениях 110 кВ и более, представляет собой достаточно сложное техническое сооружение.

Классификация кабельных линий в основном соответствует классификации ее главных элементов, т.е. кабелей. Основными признаками этой классификации являются [10.2, 10.17]:

- род тока;
- значение номинального напряжения $U_{\text{ном}}$;
- число токоведущих элементов;
- материал токоведущих элементов;
- электроизоляционный материал (ЭИМ);
- характер пропитки и способ увеличения электрической прочности бумажной изоляции;
- материал оболочек.

Отметим, что данные признаки относятся лишь к кабелям, работающим в условиях естественного охлаждения. Рассмотрение кабельных линий с форсированным охлаждением водой или маслом, а также криогенных кабелей является предметом специального курса, поэтому здесь эти нетрадиционные типы кабельных линий не рассматриваются, равно как и кабельные линии, использующие в качестве основной изоляции сжатый газ [10.2].

Итак, по **роду тока** различаются силовые кабели *переменного* и *постоянного тока*. Кабели переменного тока по **величине** $U_{\text{ном}}$ делятся на кабели *низкого* (до 1 кВ), *среднего* (1—35 кВ) и *высокого* напряжения (110 кВ и выше). По **числу токоведущих элементов** различают кабели *одно-, двух-, трех- и четырехжильные*. Двух- и четырехжильные кабели используются в сетях с номинальным напряжением до 1 кВ. Последние применяются в четырехпроводных сетях переменного тока, поэтому четвертая жила выполняет функцию нулевого провода и ее сечение обычно меньше сечения фазных жил. Одножильные и преимущественно трехжильные кабели используются в сетях с $U_{\text{ном}} = 3\text{ч}35$ кВ. Кабели более высоких напряжений, как правило, одножильные.

По **материалу токоведущих элементов** различают кабели с *медными, алюминиевыми и натриевыми жилами*. В последнее время в связи с дефицитностью и высокой стоимостью меди при $U_{\text{ном}} \leq 35$ кВ преимущественно изготавливаются кабели с алюминиевыми жилами. Кабели с натриевыми жилами на сегодня еще не получили широкого распространения, и их ограниченное количество находится в стадии экспериментальных исследований и опытной эксплуатации.

Электрическая изоляция токопроводящих жил (ТПЖ) рассматриваемых традиционных конструкций кабелей может быть реализована с использованием различных электроизоляционных материалов (ЭИМ). В настоящее время промышленность выпускает кабели с *бумажной пропитанной, пластмассовой и резиновой изоляцией*. Последние изготавливаются в ограниченном количестве на напряжения до 1 кВ. Производство кабелей с пластмассовой изоляцией в настоящее время расширяется, поскольку они имеют ряд преимуществ по сравнению с кабелями с бумажной пропитанной изоляцией, основными из которых являются простота изготовления, большее удобство монтажа и эксплуатации, а также большие допустимые температуры нагрева в стационарных режимах, при перегрузках и коротких замыканиях.

Бумажная электрическая изоляция кабелей с номинальным напряжением до 35 кВ для увеличения электрической прочности пропитывается составами различной вязкости. При этом различают кабели, *пропитанные нормально, обедненно и нестекающим составом*. При $U_{\text{ном}} \geq 110$ кВ вязкая пропитка не обеспечивает требуемой электрической прочности изоляции при экономически приемлемых габаритах кабеля. Поэтому для таких кабелей увеличение электрической прочности достигается заполнением бумажной изоляции маслом или газом под давлением. В первом случае кабели получили название *маслонаполненных*, во втором — *газонаполненных*.

Как уже упоминалось, защита бумажной электрической изоляции кабелей от увлажнения при хранении и в процессе монтажа и дальнейшей эксплуатации линии обеспечивается наложением **металлических оболочек**. Кабели с такой изоляцией в нашей стране изготавливают в *свинцовых и алюминиевых оболочках*. В последнем случае оболочка может выполняться гладкой или гофрированной (для обеспечения требуемой гибкости). Неметаллические оболочки (из пластмассы или резины) применяются для кабелей с синтетической или резиновой изоляцией.

Из перечисленных выше разновидностей кабелей далее основное внимание будет уделено кабелям переменного тока среднего и высокого напряжений с бумажно-масляной изоляцией, как нашедшим сегодня наиболее широкое применение при построении систем электроснабжения крупных городов и промышленных предприятий, а также тем элементам, которые в совокупности с названными кабелями образуют кабельную линию электропередачи.

Надежность работы всей кабельной линии во многом определяется надежностью ее арматуры, т.е. муфт различного типа и назначения. *Кабельные муфты* высокого напряжения можно классифицировать по трем основным признакам [10.18].

По **назначению** муфты делятся на три основные группы — *концевые, соединительные и стопорные*, причем среди концевых выделяют открытые муфты и кабельные вводы в трансформаторы и аппараты высокого напряжения, а среди соединительных — собственно соединительные, ответвительные и соединительно-разветвительные муфты.

По виду электрической изоляции муфты делятся на две группы: со слоистой и с монолитной изоляцией. Слоистая изоляция выполняется путем намотки лент из кабельной бумаги, синтетической пленки или их композиции и заполняется той или иной изолирующей средой (маслом, газом) под избыточным давлением или без него. Монолитная изоляция образуется методом экструзии или спеканием ЭИМ в подогреваемых пресс-формах.

По роду тока различают муфты для кабелей *переменного, постоянного и импульсного тока*. Муфты кабелей переменного тока могут выполняться *однофазными и трехфазными*.

Конструкция муфт силовых кабелей высокого напряжения в первую очередь определяется типом кабеля, для которого они предназначены. Последний же из основных элементов кабельной линии — *аппаратура подпитки* — будет рассмотрен в § 10.9, где описываются маслonaполненные кабельные линии.

10.8. Кабельные линии низкого и среднего напряжений

Кабели с пропитанной бумажной изоляцией

Кабели с бумажной изоляцией, имеющей вязкую пропитку, выпускаются в нашей стране на напряжения 1, 3, 6, 10, 20 и 35 кВ. Токопроводящие жилы таких кабелей изолируются кабельной бумагой марок К-080, К-120 и К-170 (с толщиной 0,08; 0,12 и 0,17 мм соответственно), которая пропитывается обычно маслосканифольным составом. Пропитка повышает электрическую прочность изоляции с 3—5 до 40—80 МВ/м. От пропиточного состава требуются высокая вязкость при температурах эксплуатации 50—80 °С и малый коэффициент температурного расширения. Этим требованиям удовлетворяют маслосканифольные составы. Обычно применяемый состав МП-3 содержит 5—10 % канифоли, 1—5 % полиэтиленового воска и нефтяное пропиточное масло марки КМ-25 [10.19].

Несмотря на достаточно высокую вязкость такого пропиточного состава, при прокладке кабеля по трассе с разностью уровней более 15—20 м существует опасность перемещения пропиточного состава в направлении нижней точки трассы, что влечет за собой частичное осушение (а следовательно, и снижение электрической прочности) изоляции в верхней части, а также увеличение гидростатического давления в нижней части трассы, нежелательного по условиям ограниченной механической прочности оболочки. При большей разности уровней по трассе выходом является *секционирование линии* на отдельные участки стопорными муфтами, устанавливаемыми в точках с допустимой разностью уровней.

Другим выходом из положения является частичное удаление излишков пропиточного состава посредством операции «обеднения» изоляции. Кабели 1 и 3 кВ с обедненной пропитанной изоляцией могут прокладываться на трассах с разностью уровней до 100 м при наличии свинцовой

оболочки и без ограничений разности уровней при наличии алюминиевой оболочки. Кабели 6 кВ при любой оболочке имеют допустимую разность уровней 100 м. Естественно, что при обеднении изоляции ее электрическая прочность оказывается ниже по сравнению с нормально пропитанной изоляцией и, следовательно, приходится компенсировать это снижение посредством увеличения толщины слоя бумажных лент. Так, например, толщина изоляции кабеля 6 кВ с обедненной пропиткой такая же, как и у кабеля 10 кВ с нормальной пропиткой. В связи с этим кабели с обедненной пропитанной изоляцией изготавливают на напряжения не выше 6 кВ.

Наконец, еще одна возможность состоит в пропитке бумажной изоляции *нестекающим составом*, т.е. составом такой вязкости, при которой исключается его перемещение даже на вертикальных участках трассы. Основным компонентом такого состава является *церезин* (монокристаллический воск). Кабели с бумажной изоляцией, пропитанной нестекающим составом, выпускаются на напряжения 6, 10 и 35 кВ, причем толщина слоя их изоляции несколько больше, чем при нормальной пропитке.

Кабели с пропитанной бумажной изоляцией изготавливаются с медными или алюминиевыми жилами в свинцовой или алюминиевой оболочке с различными защитными покровами в зависимости от назначения и условий эксплуатации.

Одножильные кабели площадью сечения более 16 мм² имеют круглую многопроволочную жилу. Основной конструкцией трехжильных кабелей на напряжение до 10 кВ являются *кабели с поясной (общей) изоляцией* в общей свинцовой или алюминиевой оболочке. Поперечное сечение кабеля такого типа показано на рис. 10.16.

Три *изолированные* бумажными лентами *токопроводящие жилы* скручены между собой и с заполнителями из корделя (бумажного жгута) для придания кабелю цилиндрической формы. Поверх них наматываются бумажные ленты, образующие *поясную изоляцию*. Следующий концентрический слой представляет собой металлическую бесшовную *оболочку*, герметизирующую внутреннее пространство с целью защиты от проникновения в изоляцию воздуха и влаги. Оболочка защищается от механических повреждений так называемой *броней* (из стальных лент, круглых или плоских

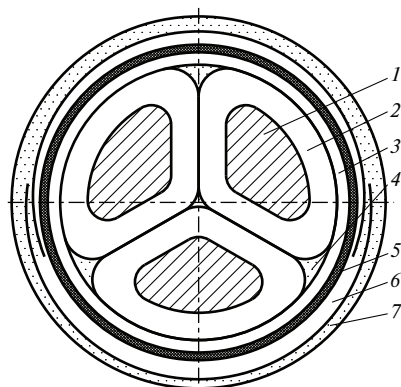


Рис. 10.16. Трехжильный кабель с поясной изоляцией и секторными уплотненными жилами:

1 — токопроводящая жила; 2 — фазная изоляция; 3 — поясная изоляция; 4 — заполнение; 5 — свинцовая оболочка; 6 — подушка под броней; 7 — броня

проволок). Между броней и оболочкой имеется промежуточная прослойка (*подушка*), представляющая собой защитный покров оболочки из одного-двух слоев изолирующей ленты и пропитанной битумным составом бумажной пряжи. Она служит защитой оболочки от химических воздействий и повреждений броней, а также изоляцией по отношению к блуждающим токам. *Наружный защитный покров* нормально выполняется из хлопчатобумажных жгутов, пропитанных асфальтобитумным составом. Его функцией является защита стальной брони от химических воздействий и блуждающих токов.

В связи с чем в рассмотренной конструкции помимо фазной изоляции дополнительно используется и поясная? Так как электрические сети с номинальным напряжением 6—10 кВ в нашей стране обычно работают с изолированной нейтралью, то при замыкании на землю одной из фаз, как известно, напряжение относительно земли (оболочки) на двух других фазах возрастает до междуфазного (линейного) напряжения. При отсутствии дополнительной поясной изоляции средняя напряженность электрического поля в изоляции этих фаз в таком режиме оказалась бы в $\sqrt{3}$ раз больше расчетной напряженности поля для нормального режима. В свою очередь, это обстоятельство вызывает интенсивное развитие ионизационных процессов в изоляции, распространение ветвистых разрядов, что в итоге может привести к пробое изоляции кабеля. Для предотвращения этого и необходимо усиление изоляции между жилой и оболочкой до такой степени, чтобы электрическая прочность изоляции между жилами и между каждой жилой и оболочкой в любых режимах была примерно одинаковой. Этому условию отвечают стандартизованные у нас значения толщин фазной $\Delta_{\text{ф}}$ и поясной $\Delta_{\text{п}}$ нормально пропитанной изоляции. Так, например, для кабелей с $U_{\text{ном}} = 10$ кВ $\Delta_{\text{ф}} = 2,75$ мм, а $\Delta_{\text{п}} = 1,25$ мм.

Электрическое поле кабеля 6—10 кВ с общей металлической оболочкой не является однородным. Силовые линии имеют различные углы наклона по отношению к слоям бумажной изоляции, что обуславливает наличие в ней как нормальных, так и тангенциальных составляющих. Однако слоистая бумажная изоляция имеет электрическую прочность в продольном направлении в 8—10 раз меньшую, чем в поперечном. Если при $U_{\text{ном}} = 6—10$ кВ еще можно выполнить экономически целесообразную конструкцию кабеля с электрическим полем такой конфигурации, то при больших номинальных напряжениях необходимо значительно увеличивать толщину изоляции, что экономически не оправдано. Более целесообразна конструкция кабеля с бумажной изоляцией, в которой электрическое поле имеет радиально направленные силовые линии. Это достигается размещением жилы каждой фазы в отдельной оболочке или экране, представляющих собой эквипотенциальные поверхности. В первом случае поверх бумажной изоляции фазы накладывается бесшовная свинцовая оболочка, во втором случае — слой тонкой перфорированной

медной ленты или металлизированной бумаги, а затем общая для трех фаз свинцовая герметичная оболочка. Покрытие каждой фазы свинцовой оболочкой или экраном применяется при напряжениях 20 и 35 кВ. Кабели с жилами в отдельных свинцовых оболочках, изготавливаемые в нашей стране, требуют меньше пропиточного состава и обладают лучшей гибкостью по сравнению с кабелями с пофазно экранированными жилами, хотя последние дешевле. Общий вид такого кабеля показан на рис. 10.17.

При **маркировке кабелей** 6—35 кВ с бумажной пропитанной изоляцией используется последовательность русских букв, каждая из которых характеризует ту или иную конструктивную особенность или материал элементов соответствующего кабеля.

Так, буква Ц в начале марки обозначает кабель с пропиткой изоляции нестекающим составом, содержащим церезин. Нормальная пропитка не маркируется специально, а кабели с обедненной пропиткой изоляции в конце обозначения (через дефис) имеют букву В, что значит «предназначенный для вертикальной прокладки».

Буква А на втором (после Ц) месте обозначает алюминиевую жилу, медные жилы специально не маркируются. Буква О присутствует в обозначении кабелей 20—35 кВ с отдельно свинцовыми оболочками поверх каждой фазы. Далее следует обозначение свинцовой (С) или алюминиевой (А) оболочки.

Следующие три буквы характеризуют тип брони: из двух стальных лент (Б), круглых (К) или плоских (П) оцинкованных стальных проволок. Кабели с броней из двух стальных лент применяются при отсутствии значительных растягивающих усилий при прокладке в земле и в воздушной среде, а при наличии таковых используются кабели с броней из плоских проволок толщиной 1,5—1,7 мм. При прокладке в воде применяются кабели с броней из круглых проволок диаметром 4—6 мм. Далее, за обозначением типа брони могут идти буквы, которые отражают способ усиления подушки под броней: л (2 л) — в подушке имеется слой (два слоя) из пластмассовых лент, в (п) — в подушке имеется выпрессованный шланг из поливинилхлорида (полиэтилена).

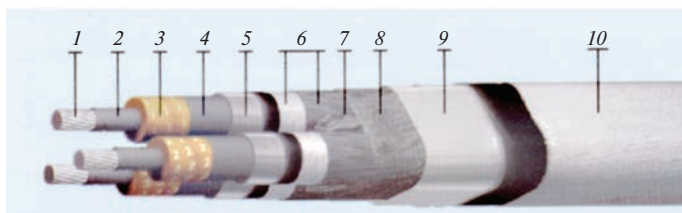


Рис. 10.17. Кабель марки АОСБ-35:

1 — токопроводящая жила; 2 — экран; 3 — фазная изоляция; 4 — экран; 5 — свинцовые оболочки; 6 — защитный слой; 7 — заполнение; 8 — подушка; 9 — броня; 10 — наружный покров

В конце марки содержатся буквы, отражающие наличие и тип наружного защитного покрова: Г — отсутствие покрова поверх брони или оболочки («голый»), Шв (Шп) — покров из поливинилхлоридного (полиэтиленового) выпрессованного шланга; н — негорючий покров. Последний состоит из поливинилхлоридной оболочки или стеклянной пряжи, пропитанных негорючим составом. При высокой коррозионной активности грунта применяются кабели с покровами типа Шв или Шп.

В марках кабелей, выпущенных после 1.04.1985 г., на последнем месте имеется буква У, что означает «усовершенствованный», т.е. с изоляцией, допускающей эксплуатацию кабеля при повышенных температурах нагрева (65—80 °С).

Кабели с пластмассовой изоляцией

В последние десятилетия XX в. по мере развития технологии получения полимерных материалов все более сильную конкуренцию силовым кабелям с бумажно-масляной изоляцией составляли кабели, в которых в качестве ЭИМ применяется пластмасса либо в виде монолитного слоя, либо намотанная вокруг жил лентами аналогично бумажной изоляции. Основной тенденцией в производстве таких кабелей является освоение технологии наложения изоляции в конструкциях, предназначенных для работы в электрических сетях все более высоких номинальных напряжений. В настоящее время кабели с пластмассовой изоляцией выпускаются на напряжения до 500 кВ включительно, причем объем их производства постоянно увеличивается.

Это обстоятельство вызвано тем, что, несмотря на высокую эксплуатационную надежность и длительный срок службы, кабели с бумажно-масляной изоляцией обладают рядом недостатков. К их числу относится достаточная сложность технологии изготовления, необходимость защиты изоляции от проникновения влаги с помощью металлической оболочки, что увеличивает массу и стоимость кабеля, необходимость в аппаратуре подпитки у маслонаполненных кабелей, опасность загрязнения почвы маслом при их авариях и т.д.

Изготовление кабелей с пластмассовой изоляцией проще, так как в большинстве случаев она накладывается на жилы методом выдавливания (экструзии) на червячных прессах. Технологический процесс при этом более производительен по сравнению с намоткой бумажных лент, которые затем еще подвергаются сушке и пропитке. Обслуживание и ремонт кабельных линий с изоляцией жил полимерным материалом также оказываются более простыми. Этими факторами и объясняется то положение, что для вновь сооружаемых линий с напряжением до 35 кВ в настоящее время доля кабелей с пластмассовой изоляцией уже превышает долю кабелей с бумажной пропитанной изоляцией.

В качестве ЭИМ прежде всего используется *полиэтилен*, обладающий высокой электрической прочностью, гибкостью, малыми значениями

диэлектрической проницаемости и тангенса угла диэлектрических потерь, хорошей влаго- и нагревостойкостью, а также высокой радиационной стойкостью. Вместе с тем обычный *термопластичный полиэтилен* обладает относительно низкой стойкостью к воздействию температур при коротких замыканиях. Вторым недостатком является его горючесть. В связи с этим наряду с термопластичным полиэтиленом для изоляции и защитных покровов кабелей используются и такие модификации, как *вулканизированный* (сшитый) и *самозатухающий* полиэтилен.

Для изоляции жил кабелей с номинальным напряжением до 10 кВ включительно применяется и *поливинилхлоридный пластикат*, обладающий достаточной электрической прочностью, малой плотностью, хорошей водостойкостью. Он используется и для внешних защитных покровов, поскольку характеризуется высокой стойкостью к воздействию химически агрессивных сред (кислот, масел, промышленных газов, растворов щелочей и солей), а также к воздействию солнечной радиации. В отличие от термопластичного полиэтилена поливинилхлоридный пластикат обладает способностью прекращать горение после удаления из пламени, что обусловило его широкое применение в конструкциях кабелей, предназначенных для прокладки в помещениях. Однако относительная диэлектрическая проницаемость поливинилхлорида (ПВХ) в 2 раза, а тангенс угла диэлектрических потерь на два порядка выше, чем у полиэтилена. Поэтому для изоляции кабелей напряжением свыше 10 кВ этот материал не применяется [10.17]. Общий вид кабеля 380 В с изоляцией из ПВХ-пластиката показан на рис. 10.18.

Маркировка кабелей с пластмассовой изоляцией использует частично буквы, уже встречающиеся в марках кабелей с бумажной изоляцией. Так, если на первом месте в марке кабеля находится буква А, то он имеет алюминиевые жилы (медные жилы специально не маркируются). На втором месте находятся буквы, идентифицирующие материал изоляции (В — поливинилхлоридный пластикат; П, Пс, Пв — полиэтилен термопластичный, самозатухающий и вулканизированный соответственно). Буквы в следующей позиции характеризуют материал оболочки (А — алюминиевая, П — из полиэтилена, В — из ПВХ-пластиката, Внг — из ПВХ-пластиката

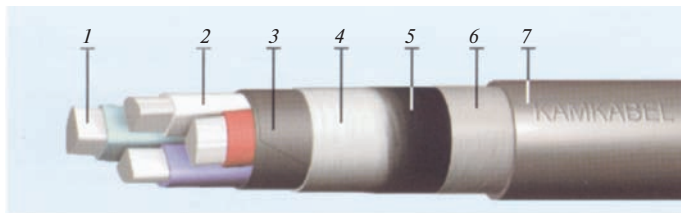


Рис. 10.18. Кабель марки АВБбШв 380 В:

1 — токопроводящая жила; 2 — изоляция; 3 — поясная изоляция; 4 — броня; 5 — битум; 6 — лента ПЭТ; 7 — шланг

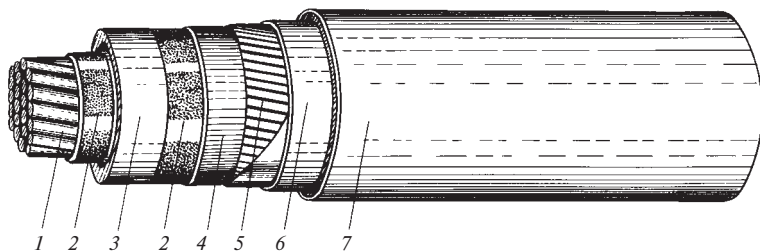


Рис. 10.19. Типовая конструкция кабеля с изоляцией из вулканизированного полиэтилена на напряжение 10 кВ:

1 — алюминиевая токопроводящая жила; 2 — электропроводящие экструдированные экраны; 3 — изоляция из сшитого полиэтилена; 4 — электропроводящие влагонабухающие ленты; 5 — экран из медных проволок; 6 — разделительная обмотка лентами; 7 — оболочка из ПЭ

пониженной горючести). Обозначения типа брони частично такие же, как и для кабелей с пропитанной бумажной изоляцией (Б — из двух стальных лент; К, П — из круглых или плоских стальных оцинкованных проволок). Кроме того, применяется и броня из круглых или плоских алюминиевых проволок, что отражается в марке символами Ка и Па соответственно. Буква б после обозначения типа брони соответствует отсутствию подушки под броней. У бронированных кабелей в последней позиции находятся буквы, характеризующие тип защитного покрова (Шв, Шп — шланг из ПВХ или полиэтилена) или его отсутствие (Г).

В настоящее время отечественной промышленностью выпускаются кабели на напряжения 0,66 и 1 кВ с одной, двумя, тремя и четырьмя жилами. Кабели на напряжения 3 и 6 кВ изготавливаются только трехжильными, на напряжение 10 кВ — как трехжильными, так и одножильными, а на напряжение 35 кВ — только одножильными. В качестве примера на рис. 10.19 показан кабель 10 кВ марки АПвП.

Номенклатура сечений одножильных кабелей 10 кВ с изоляцией из вулканизированного полиэтилена составляет 35—800 мм², чему соответствуют внешние диаметры от 25 до 54 мм. Трехжильные же кабели 10 кВ имеют сечения от 35 до 300 мм² и внешние диаметры соответственно 44—76 мм. Диаметры одножильных кабелей 35 кВ с такой же изоляцией и сечением жил 50—800 мм² лежат в диапазоне 38—66 мм.

Трех- и четырехжильные кабели имеют круглые или секторные жилы. Так же, как и в кабелях с бумажной пропитанной изоляцией, в их конструкциях имеется слой общей (поясной) изоляции. Она выпрессовывается в виде шланга из ПВХ либо наматывается лентами из того же материала или полиэтилентерефталатной пленки и бумаги. Толщина фазной изоляции из сшитого полиэтилена в одножильных кабелях 10 и 35 кВ составляет 4 и 9 мм соответственно.

Кабельная арматура

Для кабелей с вязкой пропиткой бумажной изоляции, а также для кабелей с пластмассовой изоляцией, работающих при напряжениях 1—35 кВ, при горизонтальной прокладке используются лишь *концевые* и *соединительные* муфты. При прокладке же кабелей с нормальной или обедненной пропиткой на вертикальных участках или трассах с большой разностью уровней применяют и *стопорные* муфты, предназначенные для секционирования линии с целью предотвращения стекания и перемещения пропитывающего состава вдоль линии.

Соединительные муфты. Жилы кабелей 1—35 кВ соединяют после предварительного снятия защитного покрова, оболочки, экрана по изоляции и части самой изоляции на определенной длине, определяемой из электрического расчета соединительной муфты. Для более равномерного распределения электрического поля внутри такой муфты соединение целесообразно производить таким образом, чтобы диаметр токоведущего элемента в месте соединения не увеличивался сверх диаметра жилы. Так как для соединения используются медные гильзы, то исходя из этих соображений с жилы кабеля удаляется один повив проволоки, после чего на этот участок надевается гильза. Медные жилы соединяются опрессовкой или пайкой в гильзах, алюминиевые — термитной сваркой, пайкой в формочках и т.п. Затем производится операция по изолированию места соединения.

После этого подмотку экранируют. Экран соединения должен иметь электрический контакт с экранами по изоляции соединяемых строительных длин кабеля. В большинстве случаев при напряжениях 6—35 кВ роль экрана выполняет металлический корпус муфты, расположенный непосредственно поверх изолирующей подмотки. Для кабелей 6—10 кВ используются свинцовые, а для кабелей 20—35 кВ — латунные корпуса.

При прокладке в земле кабелей 6—10 кВ для защиты от коррозии и механических повреждений место соединения заключается в защитный чугунный разъемный кожух (для кабелей 20—35 кВ используются также стальные или стеклопластиковые кожухи). Эскиз конструкции свинцовой соединительной муфты марки СС для кабелей 6—10 кВ показан на рис. 10.20.

Последняя операция по монтажу соединительной муфты заключается в заполнении пространства между металлическим корпусом и подмоткой заливочным составом. Муфты кабелей до 10 кВ с бумажной изоляцией заполняются битуминозными составами, кабелей 20 и 35 кВ — маслоканифольными.

Для кабелей с пластмассовой изоляцией, а также в ряде случаев для кабелей с пропитанной бумажной изоляцией применяются и *эпоксидные соединительные муфты*, имеющие разъемный корпус, который после монтажа заливается эпоксидным компаундом. Для кабелей с пластмассовой изоляцией на напряжения 1—35 кВ используются также трехфазные и однофазные соединительные муфты, в которых подмотка места соеди-

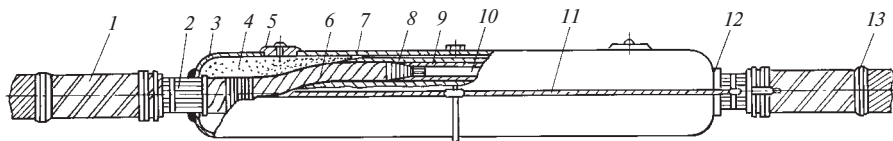


Рис. 10.20. Конструкция соединительной муфты марки СС для кабелей 6—10 кВ:

1 — конец соединяемой строительной длины кабеля; 2 — свинцовая оболочка; 3 — свинцовый корпус муфты; 4 — заливка массой марки МК-45; 5 — пробка для заливки массы МК-45; 6 — фаза кабеля; 7 — бандаж из хлопчатобумажной ленты поверх трех изолированных рулонами фаз; 8 — подмотка рулонами; 9 — подмотка роликами; 10 — соединительная гильза; 11 — провод заземления, припаянный к свинцовым оболочкам и к броне соединяемых кабелей; 12 — место припайки корпуса муфты к свинцовой оболочке кабеля; 13 — бандаж, закрепляющий джутовый покров поверх брони

нения жил осуществляется самосклеивающимися резиновыми лентами [10.2]. В последнее время стали широко применяться и муфты с использованием термоусаживаемых материалов как для изоляции места соединения, так и для образования внешнего защитного покрова.

Число соединительных муфт на 1 км линии 1—10 кВ в зависимости от сечения жил для трехжильных кабелей составляет 4—5, для кабелей 20—35 кВ — обычно 6.

Концевые муфты кабелей 1—35 кВ могут быть предназначены для *наружной и внутренней установки*. В последнем случае их принято называть *концевыми заделками*. Распространенным типом концевой заделки кабелей 6—10 кВ с пропитанной бумажной изоляцией до недавнего времени являлась эпоксидная заделка с трехслойными изолирующими трубками (внешний и внутренний слой из поливинилхлорида, промежуточный — из полиэтилена), надеваемыми на выступающие из корпуса муфты концы жил кабеля (рис. 10.21). Она применяется как в сухих помещениях, так и в помещениях с высокой влажностью (например, в районах с тропическим климатом). Такие заделки характеризуются высокой стойкостью против действия внутреннего давления пропиточной массы и проникновения влаги, эластичностью трубчатого покрова жил и простотой монтажа.

Наряду с эпоксидными заделками для кабелей 6—10 кВ с пропитанной бумажной изоляцией в сухих помещениях допускается использование концевых заделок в стальной воронке и в свинцовой перчатке. Для кабелей 1—10 кВ с пластмассовой изоляцией в сухих помещениях применяются заделки с обмоткой жил липкой поливинилхлоридной лентой; во влажных помещениях такие заделки оснащаются эпоксидным корпусом, препятствующим проникновению влаги в изоляцию кабеля. Современная тенденция состоит в использовании концевых заделок из термоусаживаемых материалов.

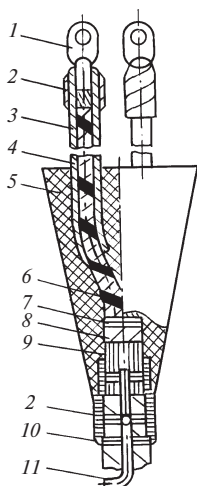
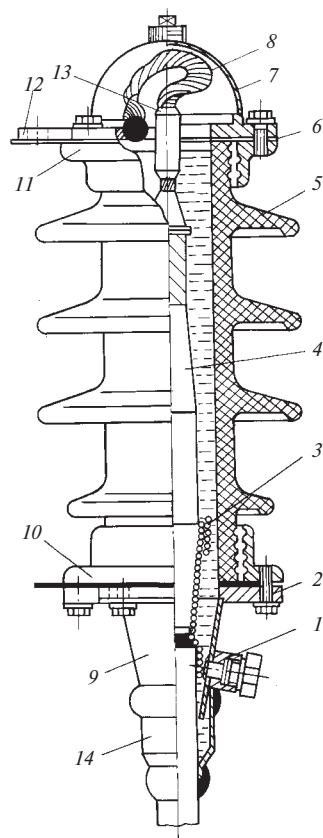


Рис. 10.21. Конструкция эпоксидной концевой заделки марки КВЭт для кабелей 6—10 кВ:

1 — наконечник; 2 — подмотка из хлопчатобумажной ленты с промазкой эпоксидным компаундом; 3 — трехслойная трубка; 4 — жила в заводской изоляции; 5 — эпоксидный корпус; 6 — подмотка липкой полихлорвиниловой лентой; 7 — бандаж из суровых ниток; 8 — поясная изоляция; 9 — свинцовая оболочка; 10 — проволоочный бандаж; 11 — провод заземления



→

Рис. 10.22. Конструкция концевой муфты марки КНО для кабелей 20—35 кВ с жилами в отдельных свинцовых оболочках:

1 — штуцер для слива массы; 2 — опорная плита; 3 — проволоочный экран; 4 — подмотка бумажными лентами; 5 — фарфоровый изолятор; 6 — прокладка из маслостойкой резины; 7 — медный колпак; 8 — медный гибкий провод; 9 — конус; 10, 11 — нижний и верхний фланцы изолятора; 12 — контактный фланец; 13 — гильза; 14 — свинцовая манжета

Арматура для оконцевания кабелей 1—35 кВ с пропитанной бумажной изоляцией при ее установке *на открытом воздухе* имеет следующие разновидности:

мачтовые концевые муфты для кабелей 1—10 кВ с металлическим корпусом и фарфоровыми изоляторами, устанавливаемые на опоре воздушной линии в месте ее соединения с кабельной;

трех- и однофазные концевые муфты с металлическим корпусом и фарфоровыми изоляторами для кабелей 6—10 кВ;

однофазная концевая муфта с металлическим корпусом и фарфоровым изолятором для кабелей 20 и 35 кВ с отдельно оцинкованными жилами (рис. 10.22).

Для трехжильных кабелей с пластмассовой изоляцией при напряжениях 1—10 кВ для наружной установки используются муфты с эпоксидным корпусом и эластомерными (резиноподобными) изоляторами марки ПКНР. Отличительной особенностью таких муфт является изоляция жил термоусаживаемыми поливинилхлоридными трубками. Они герметизируют место соединения жилы кабеля с наконечником, а нижним концом входят в эпоксидный корпус. Сверху на трубки надеваются эластомерные изоляторы. Для одножильных кабелей 10 и 35 кВ с пластмассовой изоляцией применяют эластомерные концевые муфты марки ПКНРО. В отличие от муфт марки ПКНР они не имеют эпоксидного корпуса и собираются на месте монтажа из деталей, изготовленных на заводе из изоляционных и полупроводящих композиций на основе кремнийорганической резины [10.2].

Стопорные муфты на кабельных линиях 1—35 кВ устанавливаются при переходе от горизонтально проложенного кабеля с нормально пропитанной бумажной изоляцией к кабелю, проложенному наклонно или вертикально вниз и имеющему обедненно пропитанную изоляцию или изоляцию, пропитанную нестекающей массой. Кроме того, они используются в точках секционирования линии на участки с максимально допустимой разностью уровней для данного типа кабелей. Стопорная муфта отличается от соединительной наличием стопора, представляющего собой устройство, аналогичное проходному изолятору, и перекрывающего в центре муфты проход для пропитываемого состава.

10.9. Кабельные линии высокого напряжения

Общие сведения

Кабели с вязкой пропиткой при напряжениях свыше 35 кВ не применяются. Это связано с тем, что условия их пропитки таковы, что в изоляции готового кабеля всегда остаются воздушные включения. Их наличие существенно снижает электрическую прочность изоляции. Если воздушные включения находятся в местах с наиболее высокой напряженностью электрического поля (например, у жилы), то происходит ионизация воздуха, которая сопровождается повышением температуры в этих местах. Ионизация вызывает ускоренное местное старение изоляции, которое выражается в изменении ее физико-химических свойств и, как следствие этого, приводит к снижению ее электрической прочности.

Если же воздушные включения находятся в тех местах, где напряженность электрического поля недостаточна для возникновения ионизации, то их отрицательная роль проявляется в связи с протеканием тепловых процессов в кабеле. Дело в том, что при изменении передаваемой по кабелю мощности в соответствии с неравномерным графиком нагрузки кабель подвергается периодическим нагреваниям и охлаждениям. При нагревании все элементы кабеля, в том числе и пропитывающий состав, расширяются. После охлаждения оболочка и изоляция кабеля вследствие

наличия остаточных деформаций не в состоянии занять свое прежнее положение и оказывать прежнее давление на пропиточный состав. В результате происходит увеличение объема воздушных включений. Кроме того, после нескольких циклов нагрева и охлаждения воздушные включения, находившиеся ранее у оболочки, начинают постепенно перемещаться по направлению к жиле, т.е. в область с большей напряженностью электрического поля, где возможна их ионизация. Следствием этого может явиться пробой изоляции кабеля.

Как избежать этих явлений? Это можно сделать либо исключив воздушные включения, либо увеличив давление в газовых включениях, что приводит к существенному повышению их электрической прочности. Первый способ используется в *маслонаполненных кабелях (МНК) низкого давления*, имеющих каналы для масла внутри жилы, второй — в МНК *высокого давления*, прокладываемых в стальных трубопроводах.

В МНК возможность образования газовых включений при изготовлении и эксплуатации исключается тем, что для пропитки их изоляции применяется маловязкое дегазированное масло, а сама пропитка ведется по технологии, исключающей появление значительного количества воздушных включений. В процессе эксплуатации пропиточный состав находится под давлением, поэтому даже при резких изменениях температуры газовые включения не образуются.

Маркировка МНК осуществляется согласно ГОСТ 16441—78. Стоящая на первом месте буква М относит кабель к классу маслаполненных. Затем следует характеристика давления: Н — низкое, ВД — высокое. Далее идут буквы, обозначающие материал оболочки и ее форму: С, А — соответственно свинцовая и алюминиевая гладкая, Аг — алюминиевая гофрированная. На четвертом месте стоят буквы, характеризующие тип брони и наружного защитного покрова: А — без брони, с защитным покровом из слоев битумного состава, полиэтиленерефталатных (или резиновых) лент и пропитанной кабельной пряжи (или стеклопряжи); К — то же, но с броней из круглых стальных оцинкованных проволок; Шв — в шланге из поливинилхлоридного пластика; Шву — то же, но с усиленным защитным слоем под шлангом. Наконец, на последнем месте может находиться буква Т, означающая, что кабель имеет свинцовую оболочку, снимаемую на месте прокладки при его протягивании в *трубопровод*, либо сочетание Тк, которое означает, что кабель без свинцовой оболочки доставляется на трассу в *контейнере с маслом*, из которого он затягивается в трубопровод.

Последние буквы присутствуют в марках МНК высокого давления: МВДТ и МВДТк. Кабели низкого давления имеют восемь марок: с алюминиевой оболочкой — МНАШв, МНАгШв, МНАШву и МНАгШву; со свинцовой оболочкой — МНС, МНСА, МНСК и МНСШву.

Маслонаполненные кабели низкого давления

Маслонаполненные кабели низкого давления (до 0,05 МПа) выпускают одножильными. Они серийно изготавливаются в нашей стране

на напряжения 110, 150 и 220 кВ и имеют медные жилы сечением 120—800 мм² в свинцовых или алюминиевых оболочках. Изготовлена опытная партия кабеля с жилой сечением 1500 мм² [10.20]. Поперечное сечение кабеля марки МНСШву показано на рис. 10.23, его общий вид — на рис. 10.24.

Внутренний повив из Z-образных проволок образует в жиле МНК низкого давления (НД) канал диаметром 12—14 мм, заполняемый маслом.

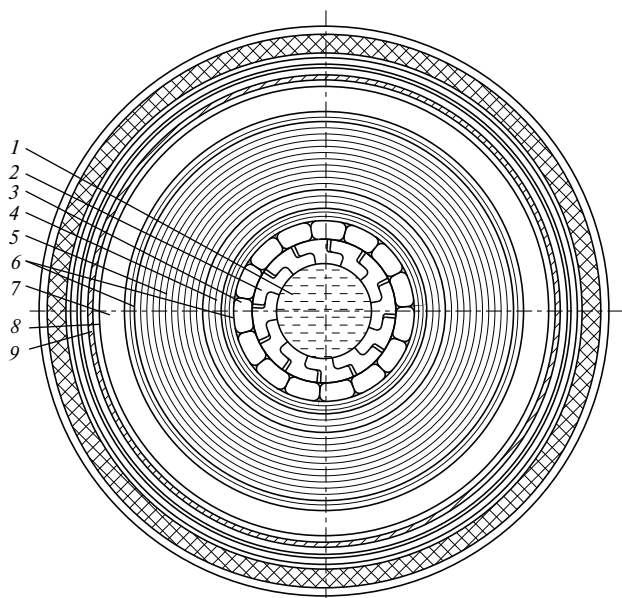


Рис. 10.23. Конструкция маслонаполненного кабеля низкого давления на напряжение 110 кВ:

1 — канал для масла; 2 — Z-образные проволоки токопроводящей жилы; 3 — сегментные проволоки жилы; 4 — слой изоляции из уплотненной бумаги; 5 — слой изоляции из неуплотненной бумаги; 6 — экран из электропроводящей бумаги; 7 — свинцовая оболочка; 8 — упрочняющие ленты; 9 — защитные покровы

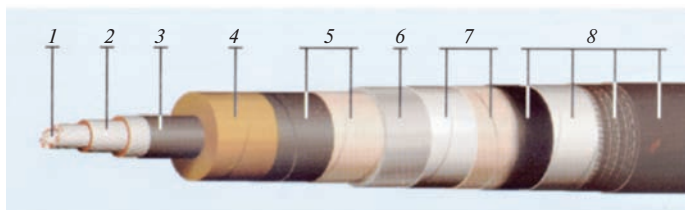


Рис. 10.24. Кабель низкого давления в свинцовой оболочке МНСШву-110:

1 — маслопроводящий канал; 2 — токопроводящая жила; 3 — экран из полупроводящей бумаги; 4 — изоляция из бумаги; 5 — экран из полупроводящей бумаги и медной ленты; 6 — свинцовая оболочка; 7 — упрочняющий покров; 8 — наружный покров

Поверх внутреннего повива идет один или два слоя из сегментных проволок (для создания гладкой наружной поверхности). Далее идут экран из полупроводящей (сажевой) бумаги для выравнивания потенциала на поверхности жилы и изоляция из кабельной бумаги с общей толщиной слоя 9,6—11 мм при $U_{\text{ном}} = 110$ кВ и 18—20,8 мм при $U_{\text{ном}} = 220$ кВ. Изоляция пропитывается дегазированным минеральным маслом МН-3 или МН-4. Длительно допустимое избыточное давление масла в кабелях со свинцовой оболочкой должно быть в пределах 0,0245—0,294 МПа (0,25—3,0 кгс/см²), в кабелях с алюминиевой оболочкой — в пределах 0,0245—0,49 МПа (0,25—5,0 кгс/см²).

Для прокладки в земле (в траншеях), если кабель не подвергается растягивающим усилиям и защищен от механических повреждений, применяются кабели МНАШву, МНАгШву, МНСА и МНСШву. Кабели МНАШв, МНАгШв, МНС используются при прокладке в кабельных сооружениях. Для прокладки под водой, в болотистой местности и там, где кабель подвергается растягивающим усилиям и требуется его дополнительная механическая защита, предназначен кабель МНСК.

Арматура маслонаполненных кабельных линий низкого давления

Соединительные муфты маслонаполненных кабелей с центральным маслопроводящим каналом отличаются от соединительных муфт кабелей с вязкой пропиткой незначительно. Для предохранения жилы от деформации при опрессовке внутрь канала предварительно вставляется стальная трубка. Соединительные муфты таких кабелей имеют латунный или медный корпус. Пространство между корпусом и усиливающей подмоткой, на которую наматывается однослойный проволочный экран, заполняется тем же маслом, что и центральный канал.

Стопорные муфты в МНК низкого давления применяют для секционирования линии с целью ограничения количества вытекающего масла при механическом повреждении кабеля, а также для поддержания давления масла в секциях в заданных пределах при переходных тепловых режимах путем подключения к ним подпитывающей аппаратуры. Конструктивно такие муфты выполняются в двух вариантах: со стопором из фарфорового изолятора и со стопором из эпоксидного компаунда. Последний вариант имеет значительно меньшие габариты.

Концевые муфты МНК низкого давления 110 и 220 кВ имеют более сложную конструкцию по сравнению с аналогичной арматурой кабелей с вязкой пропиткой. Условия работы изоляции в концевых муфтах кабелей выше 35 кВ ухудшаются из-за сильной неравномерности электрического поля у края металлической оболочки кабеля. Поэтому возникает необходимость регулирования электрического поля, что достигается применением усиливающей подмотки *конденсаторного типа* или цилиндрических конденсаторных элементов, надеваемых на подмотку.

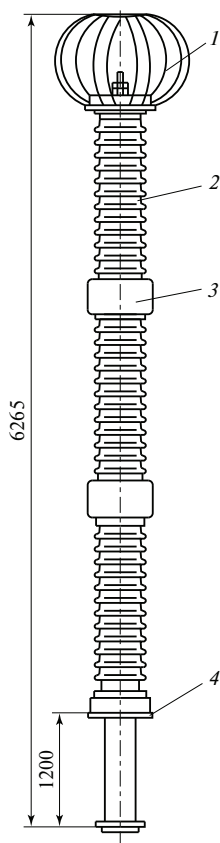


Рис. 10.25. Концевая муфта для МНК 500 кВ:

1 — экран; 2 — изолятор из фарфора; 3 — промежуточные экраны; 4 — опорная плита

В концевой муфте для МНК низкого давления конец кабеля с подмоткой размещается в фарфоровом изоляторе, который вместе с хвостовой частью муфты крепится на специальной опорной металлической плите с использованием прокладок из маслостойкой резины. Хвостовая часть муфты герметично соединяется с металлической оболочкой кабеля. В верхней части фарфоровый изолятор имеет крышку, сквозь которую проходит токовыводной стержень муфты. Этот стержень для компенсации тепловых расширений соединен с жилой кабеля гибкими или полужесткими (пружинящими) связями. Так как крышка и ее крепежные детали находятся под фазным напряжением, то для уменьшения потерь на корону верхняя часть муфты экранируется. Экран имеет обычно шарообразную форму, образованную изогнутыми металлическими прутками (рис. 10.25). Подпитывающая и контрольная аппаратура соединяется с муфтой через штуцер, расположенный на ее хвостовой части. Свободное пространство между подмоткой конденсаторного типа (или конденсаторными элементами) и корпусом фарфорового изолятора заполнено тем же маслом, что и центральный канал кабеля.

Маслонаполненные кабели высокого давления

В России МНК высокого давления (ВД) изготавливаются на напряжения 110, 220, 330, 380 и 500 кВ. Поперечное сечение МНК ВД показано на рис. 10.26. Жилы кабеля марки МВДТ выпускаются во временной свинцовой оболочке, предохраняющей изоляцию от увлажнения и повреждения при транспортировке и удаляемой при монтаже, либо без нее. В последнем случае жилы кабеля доставляются на трассу в герметичном контейнере, заполненном маслом (марка МВДТк).

Изолированные и экранированные медные жилы сечением 120—700 мм² с наложенными на них полукруглыми проволоками скольжения затягиваются в стальные трубы. При $U_{\text{ном}} = 500$ кВ наружный диаметр трубы составляет 273 мм при толщине стенки 10 мм. Оптимальный с точки зрения облегчения затягивания фаз внутренний диаметр трубопровода МНК высокого давления в 2,65—2,85 раза больше максимального диаметра фазы по проволокам скольжения. Толщина изоляции кабелей марки МВДТ при напряжении 110 кВ составляет 9,6—12,4 мм, 220 кВ —

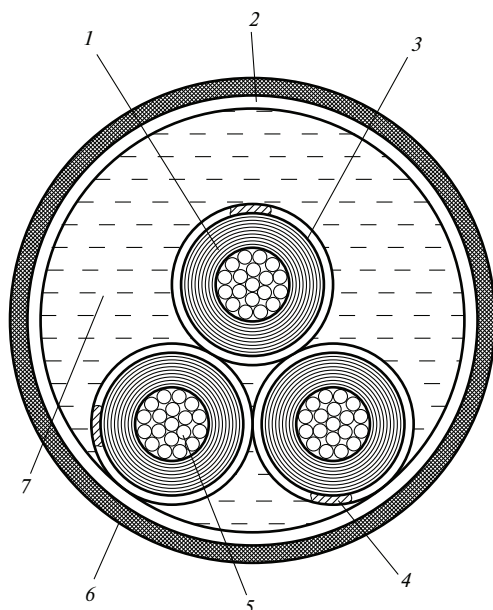


Рис. 10.26. Конструкция маслонаполненного кабеля высокого давления в стальной трубе:

1 — бумажная изоляция, пропитанная маслом; 2 — стальная труба; 3 — экран из медной ленты; 4 — медная проволока скольжения; 5 — токопроводящая жила; 6 — антикоррозионное покрытие; 7 — масло

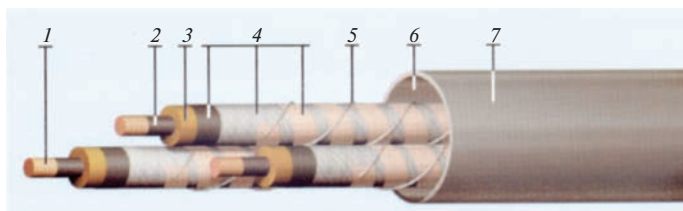


Рис. 10.27. Кабельная линия высокого давления МВДТ-220:

1 — токопроводящая жила; 2 — экран из полупроводящей бумаги; 3 — изоляция из бумаги; 4 — экран из полупроводящей бумаги, металлизированной бумаги и медной перфорированной ленты; 5 — проволоки скольжения; 6 — масло под давлением; 7 — стальной трубопровод

17,5—20,7 мм, 500 кВ — 30—31 мм. Для кабельных линий электропередачи высокого давления длительно допустимое избыточное давление масла в трубопроводе должно быть в пределах 1,08—1,57 МПа (11,0—16,0 кгс/см²) [10.20]. Общий вид кабеля марки МВДТ 220 кВ показан на рис. 10.27.

Трубопровод сваривается из отрезков длиной по 12 м. При прокладке в земле наружное защитное покрытие имеет толщину 10 мм. Компенса-

ция изменения объема масла при изменении температуры и поддержание давления в трубопроводе осуществляются автоматическим подпитывающим устройством, которое располагается на одном из концов линии (при небольших длинах) или на обоих (при больших длинах).

Такие кабели обладают некоторыми преимуществами по сравнению с МНК низкого давления, так как для пропитки изоляции и для заполнения трубопровода применяется более вязкое масло (марки С-220), которое обеспечивает более высокую импульсную прочность изоляции. Вообще электрическая прочность изоляции повышается уже за счет более высокого давления (до 1,5 МПа). Кроме того, стальная труба является хорошей защитой от механических повреждений, благодаря чему такие кабельные линии обладают высокой надежностью. Однако монтаж этих линий сложнее, чем линий с одножильными МНК с центральным маслопроводящим каналом.

Арматура маслонаполненных кабельных линий высокого давления

Основным отличием **соединительных муфт** МНК высокого давления от соединительных муфт МНК низкого давления является размещение всех трех фаз в общем стальном кожухе, соединенном с трубопроводами стыкуемых участков переходными кольцами. Конструкция усиливающей подмотки фаз такая же, как у кабелей низкого давления.

Для соединения фаз такого кабеля с однофазными концевыми муфтами необходимо произвести их разделение и подвод к каждой из муфт в отдельной трубе. Для этой цели служит **разветвительная муфта**, в которой общий трубопровод переходит в три трубы из немагнитного материала (меди), внутри которых и размещаются фазы кабеля. Однако в ряде случаев целесообразно совместить пункты разветвления и соединения участков кабеля. Так, например, при подключении кабельной линии к однофазным трансформаторам концевые муфты располагаются рядом с ними и длина разветвительных труб оказывается различной и может достигать 30—100 м. В этом случае целесообразно протягивать через разветвительные трубы отдельные куски кабеля и соединять их с фазами, находящимися в общем трубопроводе, при помощи **соединительно-разветвительных муфт**. Эти муфты отличаются от соединительных тем, что с одного конца стального кожуха устанавливается фланцевое соединение, обеспечивающее переход к трем разветвительным трубам. Соединение жил и усиливающая подмотка в таких муфтах такие же, как и в соединительных.

Концевые муфты МНК высокого давления изготавливаются в двухкамерном и однокамерном исполнении. Однокамерные муфты аналогичны рассмотренной ранее муфте кабеля низкого давления. На рис. 10.25 в качестве примера показана такая муфта.

Двухкамерная концевая муфта внутри фарфорового изолятора имеет бакелитовый цилиндр, который заполнен маслом С-220 под давлением,

равным давлением в трубопроводе, и образует камеру высокого давления, В ней размещается фаза кабеля с конденсаторной подмоткой, присоединяемая к внутреннему контактному стержню. Камера низкого давления образуется наружной поверхностью бакелитового цилиндра и внутренней поверхностью фарфорового изолятора. Она заполнена маловязким маслом МН-3 с температурой затвердения -45°C , которое при низких температурах окружающей среды подогревается расположенными в камере электронагревателями. Конструкция двухкамерной муфты значительно сложнее и более трудоемка в изготовлении, однако она не требует очень высокой механической прочности фарфорового изолятора, как в случае однокамерной муфты, и позволяет обеспечить надежную работу муфты в условиях низких температур.

Аппаратура подпитки маслонаполненных кабельных линий

Для подпитки маслонаполненных кабельных линий низкого давления могут использоваться *баки питания* и *баки давления*. Баки питания предназначены для создания в кабеле избыточного давления, для чего они должны быть установлены выше уровня трассы на 1,5—2 м [10.20]. В случае их присоединения к стопорным муфтам в промежуточных точках кабельной линии необходимо сооружение надземных киосков, что в городских условиях, как правило, неприемлемо. Поэтому реальна их установка лишь на территориях открытых подстанций вблизи концевых муфт, где их подъем на опорные конструкции не представляет трудности. В настоящее время баки питания не изготавливаются и их можно встретить лишь на старых линиях низкого давления, где они иногда используются в сочетании с баками давления.

Бак давления — это герметически закрытый сосуд. Находящиеся внутри его корпуса сильфонные элементы заполняются газом (азотом) под небольшим избыточным давлением (0,025 МПа). Между упругими элементами находится масло той же марки, что и в кабеле, с которым бак давления соединяется посредством вентиля и трубок, подводимых к концевым или стопорным муфтам. Давление масла измеряется манометром. При эксплуатации кабельных линий низкого давления обычно применяются баки давления типа БД6-0,25 и БД7-0,25 с рабочими пределами изменения избыточного давления масла от 0,025 до 0,3 МПа. Соответствующие объемы отдачи масла газом при температуре 20°C для этих баков составляют 50 и 30 л. Объемная характеристика бака давления зависит от температуры вследствие изменения объема газа в элементах и масла в баке. Это обстоятельство необходимо учитывать при определении необходимого числа баков, если имеют место значительные сезонные изменения температур на трассе линии.

Эскиз МНКЛ НД показан на рис. 10.28. Каждая фаза маслонаполненной кабельной линии НД имеет независимую подпитку. Число баков давления, их суммарная вместимость и расположение по трассе определя-

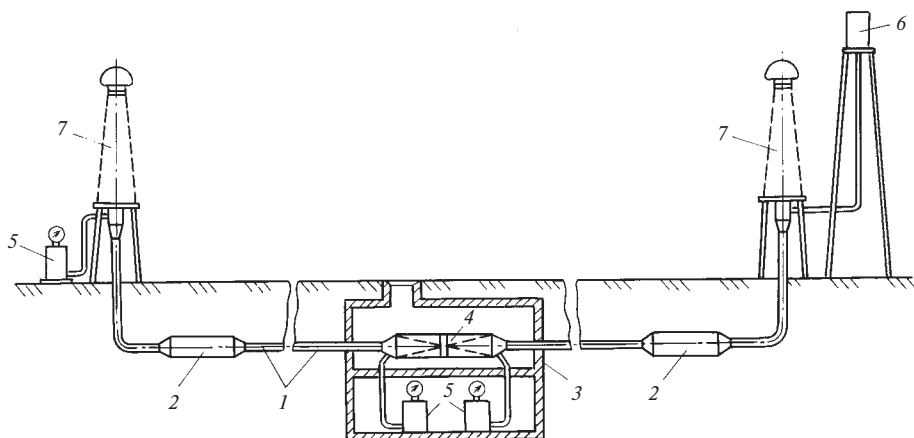


Рис. 10.28. Продольный разрез маслонаполненной кабельной линии низкого давления:

1 — МНК низкого давления; 2 — соединительная муфта; 3 — кабельный колодец; 4 — стопорная муфта; 5 — бак давления; 6 — бак питания; 7 — концевая муфта

ются исходя из того, чтобы давление в секциях линии не выходило из допустимого диапазона при самых тяжелых тепловых переходных процессах и чтобы в длительных установившихся режимах при максимальной нагрузке летом и при минимальной нагрузке зимой не требовалось добавления или слива масла.

Расчетное определение мест установки подпитывающих пунктов производится итерационным способом. Начальное приближение выбирается с учетом местных условий и в соответствии с данными о максимально допустимой длине секции и разности уровней в ее пределах. Затем для этого начального расположения производится расчет подпитки для основных рабочих режимов, в результате которого строятся кривые распределения давления вдоль каждой секции линии. Эти кривые служат основой для корректировки первоначального варианта размещения подпитывающих пунктов по трассе и т.д.

Расстояние между баками давления, осуществляющими подпитку МНКЛ низкого давления, в зависимости от профиля трассы и графика нагрузки линии обычно колеблется от 1 до 2 км.

Для подпитки кабельных линий в трубах с маслом под давлением применяют **автоматические подпитывающие установки (АПУ)**. Такая установка состоит из баков, насосов, труб, перепускных клапанов, вентилей, щита автоматики и другого оборудования, предназначенного для обеспечения подпитки маслом кабельной линии высокого давления.

Трубопровод соединяется с агрегатом подпитки через изолирующую вставку, так как подпитывающая система должна быть электрически изолирована от кабельной линии для обеспечения безопасности обслуживающего персонала в случае пробоя изоляции одной из фаз линии.

При снижении давления в линии до определенного предела (1,4 МПа) автоматически включаются масляные насосы, нагнетающие масло в кабель из бака вместимостью 4000 л, где оно хранится под вакуумом. При давлении свыше 1,6 МПа открывается перепускной клапан и масло поступает обратно в бак. При аварийных изменениях давления до значений 1,0 или 1,8 МПа на щите управления включается звуковая и световая сигнализация. Аварийное отключение кабельной линии высокого давления 110 кВ должно производиться при избыточном давлении масла в ней 0,5 МПа, а линий 220—500 кВ — при 0,8 МПа. Подпитывающая установка занимает площадь 2,4×3 м, имеет высоту 6,5 м и может обеспечить подпитку линии 220 кВ длиной до 3 км при внутреннем диаметре трубопровода 199 мм.

Кабели с пластмассовой изоляцией

В начале 80-х годов XX в. в нашей стране был начат серийный выпуск одножильных кабелей 110 кВ с изоляцией из вулканизированного полиэтилена в полиэтиленовой или поливинилхлоридной оболочке с сечениями алюминиевых жил 350, 500 и 625 мм². Токопроводящие жилы с сечениями 350 и 500 мм² выполнены сплошными (однопроволочными) из мягкого алюминия. Жила сечением 625 мм² имеет комбинированную конструкцию, состоящую из внутреннего многопроволочного сердечника с сечением 400 мм² и внешнего выпрессованного алюминиевого слоя толщиной 2,7 мм, который имеет сечение 225 мм² и наружный диаметр 31,4 мм. При этом наружный диаметр кабеля по оболочке составляет 66 мм, в то время как маслонаполненный кабель 110 кВ марки МНАгШву с тем же сечением жилы имеет наружный диаметр 77,2 мм, а марки МНСК — 107,6 мм [10.20]. Толщина слоя изоляции из вулканизированного полиэтилена составляет 11,4 мм. В отличие от МНК вместо металлической бесшовной оболочки поверх изоляции имеется экран из гофрированной медной ленты толщиной 0,25 мм, обеспечивающий радиальность электрического поля в изоляции. Защитная оболочка из полиэтилена в кабеле марки АПвП имеет толщину 2,8 мм.

Совершенствование технологии изготовления, применение материалов с улучшенными свойствами и накопление опыта эксплуатации кабелей с пластмассовой изоляцией в зарубежных странах привело к тому, что такие кабели все шире используются не только в распределительных, но и в питающих сетях 110—400 (500) кВ. В целесообразности дальнейшего повышения номинального напряжения специалисты по кабельной технике в настоящее время сомневаются прежде всего с позиций возможности обеспечения требуемой степени надежности электроснабжения. Однако исследования в этой области не прекращаются с целью создания конструкций, не уступающих по показателям надежности маслонаполненным кабелям.

10.10. Основные сведения о сооружении кабельных линий

Общие положения

Как и любой энергетический объект, кабельная линия высокого напряжения проектируется и сооружается на основе технико-экономического обоснования выбранного варианта. При этом должны учитываться динамика роста нагрузки и развитие сети, ответственность и назначение линии, характер трассы, способ прокладки, тип конструкции кабеля и т.п. [10.2].

При выборе трассы кабельной линии необходимо стремиться, с одной стороны, к наименьшему расходу кабеля, а с другой стороны, к обеспечению его защиты от механических повреждений, коррозии, вибрации, перегрева и т.п. Рекомендуются избегать перекрещивания кабелей между собой, с трубопроводами и другими коммуникациями. При выборе трассы маслонаполненной кабельной линии низкого давления особо важен учет рельефа местности с точки зрения обеспечения возможности наиболее рационального размещения баков давления.

Над подземными кабельными линиями в соответствии с действующими «Правилами охраны электрических сетей» должны предусматриваться охранные зоны. Размер этой зоны для линий напряжением свыше 1 кВ определяется числом параллельно проложенных в траншее кабелей, и к расстоянию между крайними кабелями добавляется по 1 м с каждой стороны.

Каждой кабельной линии присваивается номер или наименование. Если линия имеет несколько параллельных цепей (кабелей), то каждая цепь в добавление к общему номеру линии маркируется буквой А, Б, В и т.д. Открыто проложенные кабели и все кабельные муфты снабжаются опознавательными бирками. На бирках кабелей и концевых муфт указываются марка, номинальное напряжение, сечение жилы, номер или наименование линии, на бирках соединительных и стопорных муфт — номер муфты и дата монтажа.

Кабельные линии должны прокладываться таким образом, чтобы исключить возникновение опасных механических напряжений и повреждений. С этой целью, во-первых, кабели должны быть уложены в траншее с запасом по длине, достаточным для компенсации возможных смещений почвы и температурных деформаций кабелей. Такой запас обеспечивается змеевидной (волнообразной) укладкой кабелей по дну траншеи. При горизонтальной прокладке по конструкциям, стенам, перекрытиям кабели должны быть жестко закреплены в конечных точках, непосредственно у концевых заделок, с обеих сторон изгибов и у соединительных и стопорных муфт при помощи крепежной арматуры.

Если кабели прокладываются вертикально, их закрепляют с таким расчетом, чтобы предотвратить деформацию оболочек и исключить нарушение соединений жил в муфтах под действием собственного веса кабеля. В тех местах, где возможны механические повреждения открыто проложенных кабелей (при передвижении автотранспорта, механизмов и гру-

зов), и в местах, доступных для посторонних лиц, кабели должны защищаться по высоте на 2 м от уровня пола или земли и на 0,3 м в земле. На тепловых электростанциях и промышленных предприятиях необходимо прокладывать кабели на таком расстоянии от нагретых поверхностей, чтобы предотвратить их недопустимый дополнительный нагрев. В местах установок задвижек и фланцевых соединений, где возможен прорыв веществ, имеющих высокую температуру, должна предусматриваться специальная защита кабелей.

Наименьший допустимый радиус внутренней кривой изгиба жилы кабеля $R_{\text{изг. ж}}$ в местах изменения направления трассы нормируется по отношению к наружному диаметру кабеля $D_{\text{вн}}$. Так, для одножильных кабелей в свинцовой оболочке и многожильных в алюминиевой (с бумажной изоляцией, бронированных и небронированных) должно соблюдаться условие $R_{\text{изг. ж}}/D_{\text{вн}} \geq 25$, а для многожильных кабелей в свинцовой оболочке — условие $R_{\text{изг. ж}}/D_{\text{вн}} \geq 15$.

При выполнении кабельных заделок нормируется кратность радиуса внутренней кривой изгиба жилы $R_{\text{изг. ж}}$ по отношению к ее диаметру в заводской изоляции $d_{\text{из}}$. Для указанных выше типов кабелей наименьшие допустимые кратности в этом случае составляют $R_{\text{изг. ж}}/d_{\text{из}} = 10$.

Согласно ГОСТ 16441—78, радиус внутренней кривой изгиба маслонаполненного кабеля должен быть не менее значений, указанных ниже:

кабель низкого давления в свинцовой или гофрированной алюминиевой оболочке — $25(D + d_{\text{ж}})$;

то же, в гладкой алюминиевой оболочке — $30(D + d_{\text{ж}})$;

кабель высокого давления при изгибании трех фаз — $40D$;

то же, при изгибании одной фазы — $35D$,

где D — наружный диаметр свинцовой или гладкой алюминиевой оболочки, или наружный диаметр по выступам гофрированной алюминиевой оболочки, или диаметр по проволокам скольжения; $d_{\text{ж}}$ — внешний диаметр жилы.

При сооружении маслонаполненных кабельных линий высокого давления радиус изгиба стального трубопровода на участке между двумя муфтами не должен быть менее 8 м, а радиус изгиба медных разветвительных труб — 2 м.

Кабельные линии номинального напряжения 1 кВ и выше с металлическими оболочками или броней, а также металлоконструкции, по которым они проложены, должны быть заземлены. При этом оболочка и броня должны быть соединены гибким медным проводом между собой и с корпусами муфт (концевых, соединительных и др.). У кабелей напряжением 6 кВ и выше с алюминиевыми оболочками заземление оболочки и брони должно выполняться отдельными проводниками.

Способы прокладки

Способ прокладки кабельной линии высокого напряжения в значительной мере определяет ее технико-экономические показатели. В связи с этим выбор наиболее рационального способа прокладки необходимо производить с учетом таких факторов, как число кабелей, идущих в одном направлении, тип грунта, характер трассы (наличие пересечений с другими коммуникациями, тип объекта, по территории которого должна прокладываться линия, и другие местные условия).

Наиболее дешевым способом является прокладка **в земляных траншеях**. Наряду с ним в ряде случаев используется прокладка **в кабельных сооружениях** — *надземных* (эстакады, галереи), *подземных проходных* (коллекторы, туннели, шахты, этажи или подвалы зданий, кабельные камеры) или *подземных непроходных* (сборные или лотковые каналы, железобетонные блоки, асбоцементные или керамические трубы, двойные полы) [10.2]. В качестве примера на рис. 10.29 представлены разрезы наиболее крупных кабельных сооружений — коллектора и туннеля.

Согласно «Правилам устройства электроустановок» [10.6], при выборе способов прокладки силовых кабельных линий напряжением до 35 кВ включительно учитываются следующие моменты:

1. В одной траншее нецелесообразно прокладывать более шести кабелей. Если же число кабелей, идущих в одном направлении, превышает шесть, то их следует прокладывать в отдельных траншеях (с расстоянием между соседними группами кабелей не менее 0,5 м) либо в кабельных каналах, туннелях, по эстакадам и в галереях. Использование трех последних способов рекомендуется при числе параллельных кабелей более 20.

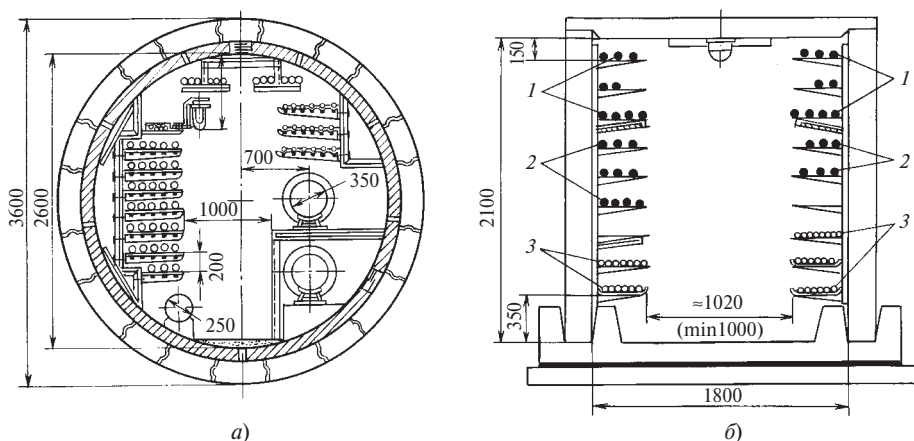


Рис. 10.29. Поперечные сечения круглого коллектора (а) и двухстороннего проходного туннеля (б):

1 — кабели 6—10 кВ; 2 — кабели 0,38 кВ; 3 — контрольные и кабели связи

2. Прокладка кабелей в железобетонных блоках целесообразна лишь в случае большой стесненности трассы, при необходимости пересечения с железнодорожными путями, при вероятности разлива металла и т.п.

3. При решении вопроса о прокладке линии по городской территории следует сопоставлять не только капиталовложения, но и затраты на текущий ремонт и обслуживание. При прочих равных условиях необходимо отдавать предпочтение вариантам, обеспечивающим большее удобство эксплуатации линии.

На территориях электростанций и подстанций кабельные линии должны прокладываться в туннелях, коробах, каналах, по эстакадам и в галереях. Прокладка в траншеях допускается лишь на электростанциях с суммарной установленной мощностью до 25 МВт, а на электростанциях большей мощности — только к удаленным объектам вспомогательного назначения (мастерским, складам топлива и т.п.) при числе кабелей не более шести. На территориях подстанций помимо прокладки в указанных кабельных сооружениях может применяться прокладка в трубах, наземных железобетонных лотках и в земле (в траншеях).

По территориям промышленных объектов кабельные линии прокладываются в туннелях, блоках, каналах, по эстакадам, в галереях, по стенам зданий, а также в земле.

В городах и поселках одиночные кабельные линии, как правило, прокладываются в траншеях по непроезжей части улиц (под тротуарами), по дворам и техническим полосам в виде газонов. Однако по улицам и площадям с густой сетью подземных коммуникаций прокладку более 10 параллельно идущих кабелей рекомендуется производить в коллекторах и кабельных туннелях.

Если трасса кабельной линии пересекает улицы или площади с усовершенствованным покрытием и с интенсивным движением транспорта, то на участках пересечения кабели должны прокладываться в трубах или блоках.

Внутри зданий силовые кабели могут прокладываться как непосредственно по конструктивным элементам (открыто, в коробах или трубах), так и в каналах, блоках, туннелях, трубах, проложенных в полах и перекрытиях, а также по фундаментам машин, в шахтах, кабельных этажах и двойных полах.

Маслонаполненные кабели низкого и высокого давлений, при любом их числе рекомендуется прокладывать в траншеях, а там, где этот способ неприменим, — в туннелях и галереях. При прокладке в траншее три фазы МНК низкого давления располагают по вершинам равностороннего треугольника вплотную друг к другу (рис. 10.30). По сравнению с горизонтальным расположением фаз на некотором расстоянии друг от друга при способе прокладки «треугольником» значительно уменьшается объем земляных работ, а также потери в металлических оболочках. Для защиты кабелей от механических повреждений на определенной высоте над ними укла-

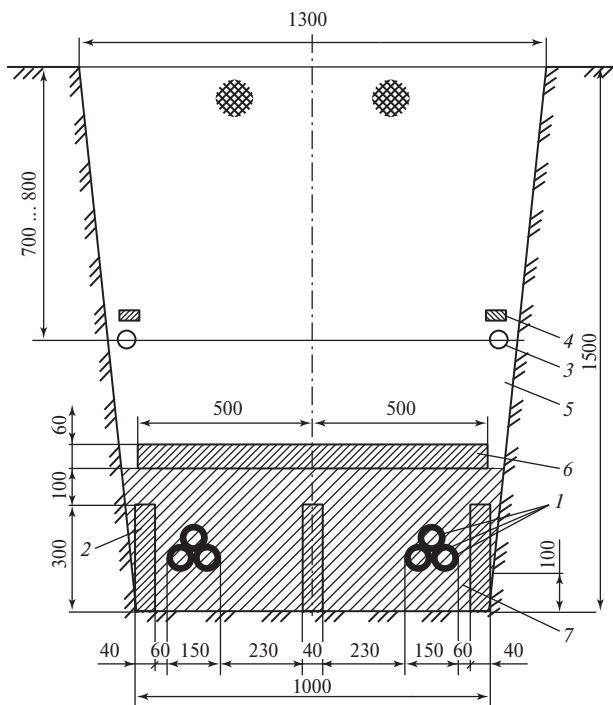


Рис. 10.30. Эскиз прокладки в траншее двухцепной МНКЛ 110 кВ низкого давления:

1 — одножильный кабель; *2* — железобетонная плита; *3* — контрольный кабель; *4* — бетонная плитка или красный кирпич; *5* — грунт; *6* — железобетонное перекрытие; *7* — засыпочный состав

дываются железобетонные плиты толщиной не менее 50 мм, основанием для которых служит утрамбованный специальный засыпочный состав.

При прокладке в траншее МНК высокого давления отрезки стального трубопровода свариваются на месте после предварительной очистки и наложения антикоррозионного слоя на внутреннюю поверхность. Как уже упоминалось, сам кабель доставляется на трассу либо в герметичном, заполненном маслом контейнере, либо в свинцовой оболочке, защищающей изоляцию кабеля от увлажнения и загрязнения. Такая оболочка снимается с кабеля специальной машиной непосредственно перед затягиванием его в трубопровод.

Условия, определяющие выбор кабелей

К числу факторов, определяющих выбор сечения и типа конструкции кабеля, помимо экономической целесообразности относятся также условия прокладки (различная окружающая среда и условия охлаждения, разность уровней точек трассы), требуемая стойкость к внешним механическим, тепловым и химическим воздействиям, наличие опасности механических повреждений в эксплуатации, степень пожароопасности. Трасса кабельной линии может проходить по участкам с различными

грунтами и различными условиями окружающей среды. При этом конструкции и сечения кабелей следует выбирать по участку с наиболее тяжелыми условиями, если длина участков с более легкими условиями не превышает *строительной* длины кабеля.

Кабели 6—10 кВ с нормальной и обедненно пропитанной бумажной изоляцией при сечении жилы до 70 мм² имеют строительную длину 450 м, при сечениях 95 и 120 мм² — 400 м и при сечениях 150 мм² и более — 350 м. Кабели этих напряжений с изоляцией, пропитанной нестекающим составом, при любых сечениях выпускаются в строительных длинах 250 м. Строительные длины кабелей 20—35 кВ составляют 250 м. Для маслonaполненных кабелей 110—220 кВ строительные длины определяются проектом прокладки линии и заказываются заводу-изготовителю, где по современной технологии могут быть изготовлены фазы таких кабелей длиной от 200 до 800 м [10.17].

При значительной длине отдельных участков трассы с различными условиями прокладки для каждого из них необходимо выбирать соответствующие конструкции и сечения кабелей. Участки трассы кабельной линии могут также находиться в различных условиях с точки зрения охлаждения кабеля. Если такое положение имеет место, то сечение кабеля должно выбираться по участку трассы с худшими условиями охлаждения, если его длина более 10 м. Для кабельных линий напряжением до 10 кВ, прокладываемых в грунте или в воздухе, допускается применение на одной линии кабелей разных сечений, но не более трех. При этом длина наиболее короткого отрезка не должна быть менее 20 м.

Если трасса имеет вертикальные и наклонные участки, то возможность использования кабелей с нормально пропитанной бумажной изоляцией ограничивается допустимой для них разностью уровней. Она определяется допустимым повышением гидростатического давления в оболочке, а также необходимостью предотвращения разрушающей изоляцию ионизации в верхних точках при стекании вниз пропитывающего состава. Для кабелей 6 и 10 кВ в алюминиевой оболочке она составляет соответственно 20 и 15 м, в свинцовой оболочке — 15 м. Для кабелей 20—35 кВ допустимая разность уровней равна 5 м.

При больших разностях уровней применяются кабели с обедненно пропитанной изоляцией. Для таких кабелей на напряжение 6 кВ с броней из стальных лент допустимая разность уровней составляет 100 м. Разность уровней для кабелей с нестекающей пропиткой, пластмассовой и резиновой изоляцией не ограничивается.

Применение кабелей с вязкой пропиткой на наклонных участках допускается только со стопорными муфтами, размещенными по трассе в соответствии с допустимыми разностями уровней. Максимальная разность вертикальных отметок между стопорными муфтами МНКЛ низкого давления определяется техническими условиями на кабель и расчетом

подпитки при переходных тепловых режимах. Обычно она лежит в пределах 20—25 м.

Кабельные линии, прокладываемые в земле или воде, выполняются обычно бронированными кабелями с внешним покровом, защищающим металлические оболочки от химических воздействий. Антикоррозионную защиту должны иметь и трубопроводы маслonaполненных линий высокого давления, прокладываемые в аналогичных условиях.

Если же используется небронированный кабель, то он должен обладать необходимой стойкостью к механическим воздействиям при прокладке во всех видах грунтов, при протяжке в блоках и трубах, а также стойкостью по отношению к тепловым и механическим воздействиям при эксплуатационно-ремонтных работах. Если прокладка осуществляется в помещениях с агрессивной средой, то должны применяться кабели, стойкие к воздействию этой среды.

В кабельных сооружениях и производственных помещениях могут прокладываться небронированные кабели при условии отсутствия опасности механических повреждений в эксплуатации. Если же такая опасность существует, то должны применяться бронированные кабели или надежная защита кабелей без брони (коробами, угловой сталью и т.п.).

Кабельные линии, сооружаемые на территориях электростанций и подстанций, рекомендуется выполнять кабелями с броней из стальных лент и с негорючим защитным покрытием. Для линий, прокладываемых в блоках и трубах, как правило, используются небронированные кабели. Однако, учитывая значительные усилия при затягивании кабеля в блоки или трубы, они должны иметь усиленную оболочку. Если лишь участок кабельной линии проложен в блоках или трубах, то при длине этого участка не более 50 м допускается применение бронированных кабелей, но без наружного покрова из кабельной пряжи.

10.11. Электрические характеристики линий электропередачи переменного тока

При расчетах режимов электрических сетей и систем линии электропередачи представляются той или иной математической моделью, адекватно отражающей соотношения параметров режима (токов и напряжений) в ее начале и конце [10.7]. Каждая из таких моделей характеризуется двумя комплексными пассивными параметрами, отражающими физические (электромагнитные) свойства линии. Наиболее простой и чаще всего применяемой при расчетах установившихся режимов ЭЭС моделью является **Π-образная симметричная схема замещения** линии (см. рис. 10.32, а). Ее параметрами в общем случае являются:

комплексное сопротивление продольной ветви $\underline{Z}_л = r_л + jx_л$,

комплексная проводимость $\underline{Y}_л = g_л + jb_л$,

где $r_л$, $x_л$ — активное и индуктивное сопротивления; $g_л$, $b_л$ — активная и емкостная проводимости соответственно. Комплексная проводимость $\underline{Y}_л$, будучи разделенной пополам, образует поперечные ветви в схеме замещения, включенные по концам продольной ветви.

При исследованиях режимов работы протяженных электропередач сверхвысокого напряжения (СВН) часто используется и **волновая модель** линии, параметрами которой являются комплексное **волновое сопротивление** $\underline{Z}_в$ и комплексный **коэффициент распространения электромагнитной волны** $\underline{\gamma} = \alpha + j\beta$, где α — коэффициент затухания (ослабления) волны, β — коэффициент изменения фазы волны.

Для определения волновых параметров ($\underline{Z}_в$, $\underline{\gamma}$), а также параметров П-образной схемы замещения ($r_л$, $x_л$, $g_л$, $b_л$) необходимо знать значения **погонных** (т.е. отнесенных к 1 км длины) **параметров** линии (r_0 , g_0 , $x_0 = \omega L_0$, $b_0 = \omega C_0$). Величины этих параметров определяются типом линии (воздушная или кабельная), ее номинальным напряжением $U_{ном}$ и конструктивными характеристиками (числом цепей, материалом и сечением токоведущих элементов, их расположением относительно друг друга и земли, наличием расщепления фаз ВЛ и т. п.). Рассмотрим определение этих параметров применительно к наиболее характерным типам линий электропередачи.

10.11.1. Одноцепная транспонированная воздушная линия с нерасщепленной фазой

Линии без расщепления фаз сооружаются в России при $U_{ном} \leq 220$ кВ. Они имеют всего три фазных провода, которые с целью обеспечения равенства реактивных параметров подвергнуты полной циклической перестановке на длине цикла транспозиции (см. § 10.4).

Погонное активное сопротивление

Активным сопротивлением проводов называется их сопротивление переменному току, определенное с учетом влияния поверхностного эффекта, наличия продольного магнитного потока, потерь в сердечнике и скрутки проволок [10.7]. Проводимость стального сердечника в сталеалюминиевых проводах обычно не учитывается и считается, что сопротивление определяется лишь алюминиевой частью провода. Отличие погонного активного сопротивления (r_0) от омического ($r_{0\text{ омич}}$) может быть учтено некоторым коэффициентом $k_a > 1$, т.е. $r_0 = r_{0\text{ омич}} k_a$. Коэффициент k_a , учитывающий увеличение сопротивления за счет перечисленных выше факторов, в общем случае зависит от частоты и значения тока, от матери-

ала и диаметра провода, от числа повивов алюминиевых проволок. В самом худшем случае его значение не превышает 1,15.

Погонное сопротивление сталеалюминиевого провода постоянному току при температуре 20 °С определяется выражением

$$r_{0 \text{ омич}}(20) = \rho_{\text{ал}}(20) k_{\text{скр}} / F_{\text{ал}}, \quad (10.1)$$

где $\rho_{\text{ал}}(20)$ — удельное электрическое сопротивление алюминия при 20 °С; $F_{\text{ал}}$ — расчетное поперечное сечение токопроводящей (алюминиевой) части провода; $k_{\text{скр}} \approx 1,02$ — коэффициент, учитывающий удлинение проволок за счет скрутки. В соответствии с ГОСТ 839—80 используемый для изготовления проводов алюминий характеризуется значением $\rho_{\text{ал}}(20) = 29 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{км}$. В качестве примера в табл. 10.10 приведены значения $r_{0 \text{ омич}}(20)$ и внешнего диаметра ($D_{\text{пр}}$) для ряда сталеалюминиевых проводов нормального исполнения (с соотношением сечений алюминиевой и стальной части $F_{\text{ал}}/F_{\text{ст}} \approx 6$), используемых при сооружении воздушных линий 35—150 кВ.

Активное сопротивление проводов воздушных линий меняется при их нагреве или охлаждении, обусловленном изменением протекающего по ним тока и температуры окружающей среды. Строго говоря, значения r_0 должны определяться с учетом действительной температуры провода $T_{\text{пр}}$ по известной формуле

$$r_{0(T)} = r_{0(20)} [1 + \alpha_T (T_{\text{пр}} - 20)], \quad (10.2)$$

где $r_{0(T)}$ — погонное активное сопротивление при температуре $T_{\text{пр}}$, выраженной в градусах Цельсия; α_T — температурный коэффициент увеличения сопротивления, который для алюминия в интервале 0—100 °С составляет 0,004 1/°С.

При выполнении расчетов установившихся режимов электрических сетей, в особенности на стадии проектирования, когда исходная информация о нагрузках элементов сети и их изменении во времени (в суточном, годовом и многолетнем разрезах) является ориентировочной, при определении погонного активного сопротивления обычно используются два общепринятых допущения:

отличием r_0 от $r_{0 \text{ омич}}$ при частоте 50 Гц можно пренебречь;

Таблица 10.10

Погонные омические сопротивления и диаметры сталеалюминиевых проводов нормального исполнения (по ГОСТ 839—80)

$F_{\text{ал}}/F_{\text{ст}}, \text{мм}^2/\text{мм}^2$	50/8	70/11	95/16	120/19	150/24	185/29	240/39
$r_{0 \text{ омич}}(20), \text{Ом/км}$	0,603	0,429	0,306	0,249	0,198	0,162	0,124
$D_{\text{пр}}, \text{мм}$	9,6	11,4	13,5	15,2	17,1	18,8	21,6

отличие среднеексплуатационной температуры провода от 20 °С не учитывается.

Возникающая при этих допущениях погрешность, как правило, лежит в пределах точности задания других исходных данных.

Погонное индуктивное сопротивление

Магнитное поле, возникающее вокруг и внутри провода, определяет его индуктивное сопротивление. Электродвижущая сила, соответствующая индуктивному сопротивлению, наводится в каждом проводе магнитными полями всех фазных проводов. Поэтому ее значение, а следовательно, и значение пропорционального ей индуктивного сопротивления зависят от взаимного расположения проводов. Если это расположение обеспечивает одинаковое потокоцепление каждого провода, то наводимые в проводах ЭДС равны, а их индуктивные сопротивления одинаковы. Последнее достигается либо при расположении проводов по вершинам равностороннего треугольника, либо (при других расположениях) за счет транспозиции проводов.

В рассматриваемом нами случае погонное индуктивное сопротивление фазы линии x_0 (Ом/км) определяется по выражению

$$x_0 = \omega L_0 = \omega \mu_0 [\ln (D_{\text{ср}}/R_{\text{пр}}) + \mu/4]/2\pi, \quad (10.3)$$

где L_0 — погонная эквивалентная индуктивность фазы, Гн/км; $\omega = 2\pi f$ — угловая частота переменного тока, рад/с; f — частота, Гц; $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-4}$ Гн/км — магнитная постоянная; μ — относительная магнитная проницаемость, отн. ед.; $D_{\text{ср}}$ — среднегеометрическое расстояние между проводами фаз; $R_{\text{пр}} = D_{\text{пр}}/2$ — радиус провода.

При стандартизованной в России частоте $f = 50$ Гц, с учетом того, что для цветных металлов $\mu = 1$, и переходя к десятичным логарифмам, имеем

$$x_0 = 0,1445 \lg (D_{\text{ср}}/R_{\text{пр}}) + 0,0157. \quad (10.4)$$

В приведенных выше выражениях для x_0 второе слагаемое учитывает «внутреннюю» индуктивность, соответствующую доле магнитного потока, замыкающегося непосредственно по проводу.

Среднегеометрическое расстояние между проводами фаз A , B и C при их произвольном расположении (рис. 10.31) определяется как

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D_{AB}D_{BC}D_{CA}}$$

Таблица 10.11

Значения междуфазных и среднегеометрических расстояний
для воздушных линий 35—1150 кВ

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	35	110	150	220	330	500	750	1150
$D_{\text{мф}}, \text{м}$	2,8	4,0	5,2	6,4	8,8	12,0	17,6	24,2
$D_{\text{ср}}, \text{м}$	3,5	5,0	6,5	8,0	11,0	15,1	22,2	30,5

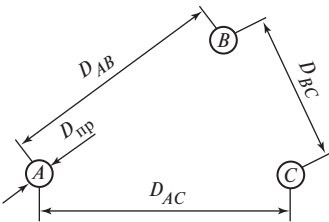


Рис. 10.31. Произвольное взаимное расположение фаз одноцепной воздушной линии электропередачи

и при расположении фаз по вершинам равностороннего треугольника равно междуфазному расстоянию $D_{\text{ср}} = D_{\text{мф}}$, а при горизонтальном расположении ($D_{AB} = D_{BC} = D_{\text{мф}}$, $D_{CA} = 2D_{\text{мф}}$)

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D_{\text{мф}} D_{\text{мф}} 2D_{\text{мф}}} = D_{\text{мф}} \sqrt[3]{2} = 1,26 D_{\text{мф}} .$$

Усредненные значения среднегеометрических расстояний между фазами воздушных линий с номинальным напряжением 35 кВ и выше при их горизонтальном расположении приведены в табл. 10.11.

Погонная емкостная проводимость

Под действием электростатического поля между проводами фаз, а также между проводами и землей возникают токи смещения, изменяющиеся по синусоидальному закону и практически не имеющие активной составляющей, так как потери, связанные с переориентацией диполей диэлектрика (в данном случае воздуха), ничтожно малы. Значение этих токов, называемых «зарядными», определяется частичными емкостями между фазами и между каждой из фаз и землей. При транспозиции результирующий зарядный ток фазы определяется так называемой «рабочей» (эквивалентной) емкостью линии (C_0 , Ф/км), которой соответствует погонная емкостная проводимость (b_0 , См/км), определяемая выражением

$$b_0 = \omega C_0 = (\omega 2\pi \varepsilon \varepsilon_0) / \ln (D_{\text{ср}} / R_{\text{пр}}) , \quad (10.5)$$

где ε — относительная диэлектрическая проницаемость, отн. ед.; $\varepsilon_0 = 1/4\pi \cdot 9 \cdot 10^6$ Ф/км — электрическая постоянная; остальные обозначения те же, что и в выражении (10.3).

При $f_{\text{ном}} = 50$ Гц с учетом того, что для воздуха $\varepsilon \approx 1$,

$$b_0 = 7,58 \cdot 10^{-6} / \lg (D_{\text{ср}} / R_{\text{пр}}). \quad (10.6)$$

Погонная активная проводимость

Электростатическое поле линии при определенных условиях вызывает ионизацию слоя воздуха вблизи поверхностей проводов фаз. Это явление, получившее название явления коронирования проводов (или коротко — явления короны), возникает при превышении напряженностью электрического поля на поверхности провода некоторого критического значения. Коронирование проводов сопровождается акустическим шумом и помехами радио- и телевизионному приему. Затраты активной мощности на ионизацию воздуха (потери мощности на корону) в схеме замещения учитываются введением активной проводимости линии g . Ее погонное значение g_0 (См/км) приблизительно может быть определено по среднегодовым погонным значениям потерь мощности на корону ($\Delta P_{\text{кор } 0}$) и номинальному напряжению линии согласно выражению

$$g_0 \approx \Delta P_{\text{кор } 0} / U_{\text{ном}}^2. \quad (10.7)$$

Значения $\Delta P_{\text{кор } 0}$ определяются экспериментально для различных районов страны и приводятся в соответствующей справочной литературе. У воздушных линий (ВЛ) с нерасщепленной фазой при напряжениях 110 кВ и менее потери на корону пренебрежимо малы, поэтому их схемы замещения не содержат поперечных ветвей с активной проводимостью. Лишь начиная с $U_{\text{ном}} = 220$ кВ, потери на корону становятся более или менее заметной величиной в суммарных потерях мощности, что влечет

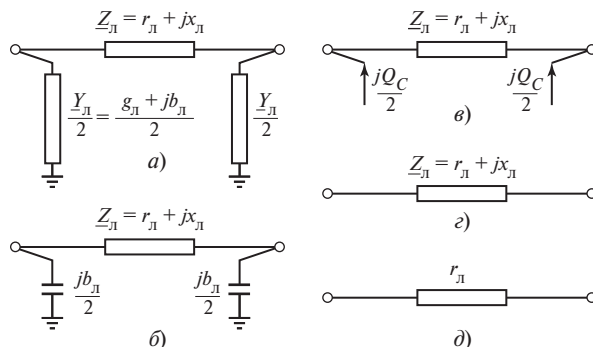


Рис. 10.32. Варианты схем замещения линий электропередачи:

a — общего вида; *б* — упрощенная (без учета активной проводимости поперечных ветвей); *в* — приближенная (при замене поперечных ветвей постоянной зарядной мощностью); *г* — без поперечных ветвей (при пренебрежении как активной, так и емкостной проводимостями); *д* — без учета индуктивного сопротивления и проводимостей

за собой необходимость их учета в технико-экономических расчетах. Однако в расчетах режимов электрических сетей 220 кВ при проектировании обычно используют схемы замещения линий без активных проводимостей, так как возникающая при этом погрешность в определении режимных параметров не превышает погрешности исходных данных.

Наряду с абсолютными значениями погонных параметров полезно представлять и соотношения между активным и индуктивным сопротивлениями $\nu = r_0/x_0$, активной и емкостной проводимостями $s = g_0/b_0$,

а также погонные значения зарядной мощности $Q_{C0} = U_{\text{ном}}^2 b_0$. Знание значений этих параметров позволяет ориентироваться в выборе подходящего для целей исследования или расчета варианта схемы замещения линии (рис. 10.32).

Волновые параметры и натуральная мощность

Значения погонных параметров линии непосредственно определяют ее волновое сопротивление $Z_{\text{в}}$ и коэффициент распространения электромагнитной волны γ .

Анализ зависимостей указанных параметров для линий 35—220 кВ от сечения провода показывает, что в силу существенного влияния активного сопротивления изменения модуля и аргумента волнового сопротивления, а также коэффициента затухания являются весьма значительными. Это обстоятельство не позволяет охарактеризовать линии данного класса некоторым единственным усредненным значением модуля волнового сопротивления. Пределы изменения $Z_{\text{в}}$ составляют 529—377 Ом при $U_{\text{ном}} = 35$ кВ и 411—384 Ом при $U_{\text{ном}} = 220$ кВ.

Волновое сопротивление определяет и такую важную характеристику линии электропередачи, как ее **натуральная мощность**. Это понятие косвенно характеризует пропускную способность линии. Вопросы оценки и обеспечения пропускной способности возникают преимущественно в случае электропередач большой протяженности и, как правило, сверхвысокого напряжения. Для воздушных линий с $U_{\text{ном}} \leq 220$ кВ натуральная мощность оказывается близкой к среднему для диапазона применяемых сечений значению экономически целесообразной передаваемой мощности. Поэтому знание этого показателя является своеобразным ориентиром для выбора подходящего номинального напряжения участков вновь проектируемой сети.

Натуральная мощность линии определяется выражением

$$P_{\text{нат}} = U_{\text{ном}}^2 / Z_{\text{в}}. \quad (10.8)$$

Изменение сечения ВЛ 35—220 кВ незначительно влияет на $P_{\text{нат}}$, значение которой прежде всего определяется номинальным напряжением линии. Для линий 35 кВ ее значения лежат в диапазоне 2,3—3,2 МВт, для линий 110 кВ аналогичный диапазон составляет 25—32 МВт, а для линий 220 кВ — 118—126 МВт. Для ориентировочной оценки в качестве средних значений натуральной мощности для ВЛ этих напряжений могут быть приняты 3; 28 и 122 МВт соответственно.

10.11.2. Одноцепная транспонированная воздушная линия с расщепленной фазой

У таких линий каждая фаза состоит из n проводов одинакового сечения, расположенных в плоскости, перпендикулярной продольной оси линии, в общем случае по вершинам правильного многоугольника. Как уже говорилось в § 10.3, расщепление фазы явилось альтернативой увеличения диаметра провода с целью снижения напряженности электрического поля на его поверхности до значения, при котором уровень помех радио- и телевизионному приему и уровень шума не превышают допустимых пределов, а потери на корону имеют экономически оправданное значение. В нашей стране расщепление фазы применяется для линий сверхвысокого напряжения (330 кВ и выше), причем число проводов в фазе и расстояния между ними (радиус расщепления) выбираются на основе технико-экономических обоснований. В результате выполненных исследований было установлено, что оптимальным для линий 330 кВ является расщепление фазы на два провода ($n = 2$) с расстоянием между ними $a = 40$ см, для линий 500 кВ — на три провода с тем же значением a , для линий 750 кВ — на четыре-пять проводов, для линий 1150 кВ — на восемь-десять проводов с расстоянием между соседними проводами 40—60 см.

Погонное активное сопротивление

Погонное активное сопротивление расщепленной фазы $r_{0\phi}$ в соответствии с параллельным соединением ее проводов определяется как $r_{0\phi} = r_{0\text{пр}} / n$, где $r_{0\text{пр}}$ — погонное сопротивление одиночного провода, определяемое при допущениях, рассмотренных выше для ВЛ 35—220 кВ.

Для линий сверхвысокого напряжения с расщепленной фазой в нормальных условиях используются провода облегченного исполнения ($F_{\text{ал}}/F_{\text{ст}} \approx 8$), параметры которых представлены в табл. 10.12.

Погонные индуктивное сопротивление и емкостная проводимость

Погонные реактивные параметры воздушных линий с расщепленной фазой определяются по выражениям, аналогичным (10.4) и (10.6). Учет расщепления осуществляется **заменой** радиуса единичного провода

Таблица 10.12

Погонные активные сопротивления и диаметры сталеалюминиевых проводов
облегченного исполнения (по ГОСТ 839—80)

$F_{ал}/F_{ст},$ мм ² /мм ²	240/32	300/39	330/43	400/51	450/56	500/64	550/71	600/72
$r_{0 пр},$ Ом/км	0,121	0,098	0,089	0,075	0,068	0,06	0,054	0,051
$D_{пр},$ мм	21,6	24,0	25,2	27,5	28,8	30,6	32,4	33,2

эквивалентным радиусом расщепленной фазы R_3 , определяемым выражением

$$R_3 = \sqrt[n]{(D_{пр}/2) \prod_{i=2}^n a_{1i}}, \quad (10.9)$$

где a_{1i} — расстояние от одного из проводов фазы до каждого из остальных.

При расположении проводов по вершинам правильного многоугольника выражение (10.9) может быть приведено к виду [10.7]

$$R_3 = \sqrt[n]{(D_{пр}/2) n \rho_\phi^{n-1}} = \rho_\phi \sqrt[n]{(D_{пр}/2) n / \rho_\phi}, \quad (10.9a)$$

где ρ_ϕ — радиус описанной вокруг правильного многоугольника окружности (радиус расщепления), подсчитываемый в соответствии с рис. 10.33 по формуле

$$\rho_\phi = a / [2 \sin (\pi / n)], \quad (10.10)$$

где a — расстояние между соседними проводами (шаг расщепления).

В частности, при $n = 2—4$ из (10.9a) и (10.10) вытекают следующие выражения для радиуса расщепления и эквивалентного радиуса:

$$n=2 \Rightarrow \rho_\phi = a/2 \Rightarrow R_3 = \sqrt{a(D_{пр}/2)};$$

$$n=3 \Rightarrow \rho_\phi = a/\sqrt{3} \Rightarrow R_3 = \sqrt[3]{a^2(D_{пр}/2)};$$

$$n=4 \Rightarrow \rho_\phi = a/\sqrt{2} \Rightarrow R_3 = \sqrt[4]{a^3 \sqrt{2} (D_{пр}/2)}.$$

С учетом введенного понятия эквивалентного радиуса расщепленной фазы выражения для определения x_0 и b_0 приобретают вид

$$x_0 = 0,1445 \lg (D_{ср}/R_3) + 0,0157/n, \quad (10.11)$$

$$b_0 = (7,58 \cdot 10^{-6})/\lg (D_{ср}/R_3). \quad (10.12)$$

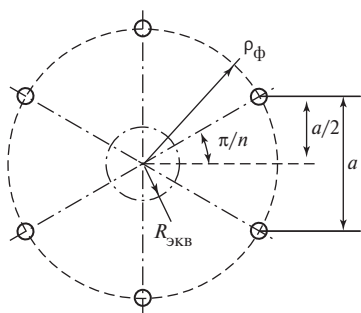


Рис. 10.33. Эскиз взаимного расположения проводов расщепленной фазы ВЛ

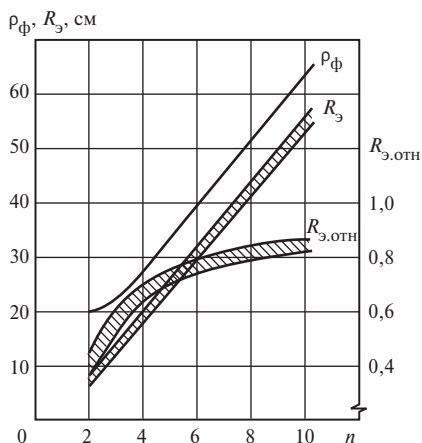


Рис. 10.34. Зависимости радиуса расщепления, эквивалентного радиуса и их соотношения от числа проводов в расщепленной фазе

Как следует из выражения (10.10), радиус расщепления фазы зависит лишь от двух параметров — шага расщепления и числа проводов в фазе, т.е. $\rho_{\text{ф}} = f(a, n)$. Эквивалентный же радиус зависит не только от указанных двух параметров, но и от диаметра (а следовательно, и сечения) провода, т.е. $R_{\text{э}} = f(a, n, F)$. На рис. 10.34 в качестве примера показаны зависимости радиуса расщепления и эквивалентного радиуса от числа проводов в фазе при принятом в современных конструкциях ВЛ значении $a = 40$ см. Верхняя граница заштрихованной зоны значений $R_{\text{э}}$ соответствует сечению единичного провода 600 мм^2 , нижняя — 240 мм^2 .

Анализ этих зависимостей показывает, что радиус расщепления меняется в диапазоне от 20 см (при $n = 2$) до 64,7 см (при $n = 10$). В последнем случае диаметр расщепленной фазы составляет около 1,3 м, т.е. конструкция фазы имеет значительные размеры. При неизменном шаге расщепления увеличение сечения провода приводит к относительно небольшим изменениям эквивалентного радиуса. Основным фактором, определяющим изменение $R_{\text{э}}$, при этом является количество проводов в фазе ВЛ.

На рис. 10.34 показана также соответствующая кривым $\rho_{\text{ф}}$ и $R_{\text{э}}$ зависимость относительного значения эквивалентного радиуса $R_{\text{э,отн}} = R_{\text{э}}/\rho_{\text{ф}}$ от n . При $n = 10$, $F = 600 \text{ мм}^2$ и $a = 40$ см эквивалентный радиус составляет 56,5 см при радиусе расщепления 64,7 см, а их отношение $R_{\text{э}}/\rho_{\text{ф}} = 0,87$. Нетрудно видеть, что с ростом n при неизменных a и F значение $R_{\text{э}}$ приближается к $\rho_{\text{ф}}$. Предел, к которому стремится $R_{\text{э}}$ при n , равен 1, что физически означает расположение проводов по окружности с расстоянием между ними, пренебрежимо малым по сравнению с радиусом рас-

щепления, т. е. в этом случае мы имеем аналог трубчатого одиночного провода. На этом основана идея так называемого «глубокого расщепления» фазы (с $n = 12 — 20$), которая разрабатывалась применительно к протяженным линиям электропередачи ультравысокого напряжения.

Волновые параметры и натуральная мощность

В силу относительно незначительного влияния $r_{0ф}$ и g_0 волновые параметры и натуральная мощность ВЛ с расщепленной фазой (330—1150 кВ) имеют слабо выраженную зависимость от сечения провода, причем тем меньшую, чем выше номинальное напряжение и число проводов в фазе. Среднее значение модуля волнового сопротивления для линий 330 кВ составляет примерно 307 Ом, для линий 500 и 750 кВ с $n = 4 — 288$ Ом, для линий 750 кВ с $n = 5 — 272$ Ом, для линий 1150 кВ с $n = 8$ и $n = 10 — 257$ и 242 Ом соответственно.

Уменьшение модуля волнового сопротивления с ростом $U_{ном}$ и n по сравнению с линиями с нерасщепленной фазой происходит примерно в той же степени, что и изменения x_0 и b_0 , отношение которых в основном определяет величину Z_B .

Аргумент волнового сопротивления ВЛ 330—1150 кВ отрицателен и не превышает -5° , уменьшаясь с ростом $U_{ном}$ и n до $-0,7^\circ$. Это в свою очередь означает, что с достаточной для практики точностью волновое сопротивление можно считать вещественным числом.

Аналогично коэффициент затухания α , определяющий отличие $\underline{\gamma}$ от чисто мнимой величины, лежит в пределах 9,7—1,6 % от соответствующих значений β , уменьшаясь с ростом $U_{ном}$ и n , что позволяет с достаточной для практики точностью оценивать модуль $\underline{\gamma}$ лишь по значению коэффициента изменения фазы. Последний для линий 330 и 500 кВ составляет примерно $1,06 \cdot 10^{-3}$ 1/км, а для линий 750 и 1150 кВ близок к $1,05 \cdot 10^{-3}$ 1/км.

Изменение натуральной мощности как функции $U_{ном}$ показано на рис. 10.35, где верхняя и нижняя границы заштрихованной зоны соответствуют максимальному и минимальному сечениям из применяемого при данном $U_{ном}$ диапазона. Являясь ориентировочным показателем пропускной способности линий длиной 1000—1500 км, т. е. линий класса напряжения 500 кВ и выше, она весьма слабо зависит от сечения провода и растет пропорционально квадрату номинального напряжения [см. формулу (10.8)]. В соответствии с указанными выше средними значениями модуля волнового сопротивления среднее значение натуральной мощности ВЛ 330 кВ составляет примерно 355 МВт, 500 кВ — 868 МВт, 750 кВ с $n = 4$ и $n = 5 —$ соответственно 1954 и 2068 МВт, 1150 кВ с $n = 8$ и $n = 10 —$ соответственно 5146 и 5468 МВт. Таким образом, увеличение напряжения примерно в 10 раз (со 110 до 1150 кВ) наряду с увеличением числа про-

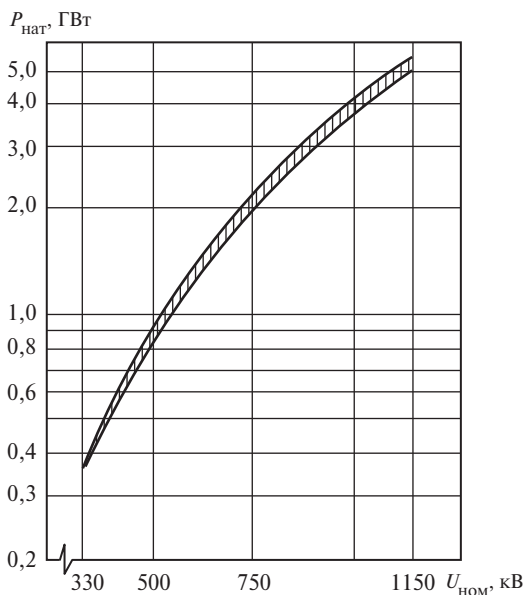


Рис. 10.35. Зависимость натуральной мощности от номинального напряжения воздушной линии электропередачи

водов в фазе с 1 до 10 позволяет увеличить натуральную мощность (а следовательно, и пропускную способность) ВЛ с 28 до 5468 МВт, т. е. почти в 200 раз.

10.11.3. Двухцепная транспонированная воздушная линия

Двухцепные воздушные линии могут сооружаться в двух вариантах — либо на отдельно стоящих одноцепных опорах, либо на общих (двухцепных) опорах (см. § 10.4).

В том случае, когда обе цепи находятся под напряжением, между ними существует взаимное электромагнитное и электростатическое влияние, приводящее к тому, что погонные реактивные параметры двухцепной линии в общем случае отличны от соответствующих параметров аналогичной одноцепной линии. Это обстоятельство можно отразить аналитически, представив погонные реактивные параметры двухцепной линии $x_{0\Pi}$, $b_{0\Pi}$ в виде суммы погонных реактивных параметров одноцепной линии x_{0I} , b_{0I} и поправок $\Delta x_{0\text{ I-}\Pi}$, $\Delta b_{0\text{ I-}\Pi}$, учитывающих взаимное влияние цепей:

$$x_{0\Pi} = x_{0I} + \Delta x_{0\text{ I-}\Pi}; \quad (10.13)$$

$$b_{0\Pi} = b_{0I} + \Delta b_{0\text{ I-}\Pi}. \quad (10.14)$$

Степень взаимного влияния цепей при их одинаковом номинальном напряжении и соответственно величины $\Delta x_{0\text{ I-}\Pi}$ и $\Delta b_{0\text{ I-}\Pi}$ зависят от взаим-

ного расположения проводов одноименных фаз разных цепей, расстояний между ними и от угла сдвига симметричных систем векторов фазных напряжений (и соответственно токов) разных цепей. Согласно существующей практике провода одноименных фаз разных цепей (например, A_1 и A_2) присоединяются к одной и той же шине (A) как на передающей, так и на приемной подстанции. В этом случае угол сдвига указанных систем векторов равен нулю. Кроме того, при сооружении двухцепной линии по первому варианту одноименные фазы занимают идентичное положение на опорах, а при сооружении по второму варианту одноименные фазы подвешиваются к общей траверсе. Оба этих фактора определяют то, что взаимное индуктивное влияние цепей в этом случае является положительным ($\Delta x_{0\text{ I-II}} > 0$), а взаимное электростатическое влияние — отрицательным ($\Delta b_{0\text{ I-II}} < 0$).

Абсолютная величина $\Delta x_{0\text{ I-II}}$ и $\Delta b_{0\text{ I-II}}$ в основном определяется расстоянием между цепями. При сооружении двухцепных линий по первому варианту (на отдельно стоящих опорах) это расстояние значительно. В свою очередь это приводит к тому, что абсолютная величина $\Delta x_{0\text{ I-II}}$ и $\Delta b_{0\text{ I-II}}$ не превышает 1—2 % от $x_{0\text{ I}}$, $b_{0\text{ I}}$ соответственно. В случае же сооружения линии на двухцепных опорах (по второму варианту) эквивалентное расстояние между цепями существенно меньше, и значения $\Delta x_{0\text{ I-II}}$ и $\Delta b_{0\text{ I-II}}$ в ряде случаев достигают 5—6 % от $x_{0\text{ I}}$ и $b_{0\text{ I}}$. Однако при определении реактивных параметров схем замещения двухцепных воздушных линий для токов прямой последовательности (особенно при проектировании) поправками, учитывающими взаимное влияние цепей, обычно пренебрегают не только в первом, но и во втором случае, полагая $x_{0\text{ II}} \approx x_{0\text{ I}}$ и $b_{0\text{ II}} \approx b_{0\text{ I}}$.

Вместе с тем наличие взаимного влияния цепей может быть использовано для изменения эквивалентных реактивных параметров цепей в нужном направлении. Реализации этой идеи был посвящен ряд проектно-конструкторских разработок и экспериментальных исследований на моделях и опытных участках. Эффект от наличия взаимного влияния цепей более существенный, чем на существующих линиях, может быть достигнут при дальнейшем сближении одноименных фаз линии. Это может быть реализовано при использовании изолирующих элементов в конструкции опоры и фиксации проводов фаз на опоре и в пролете с помощью изолирующих распорок, исключающих взаимное перемещение проводов относительно друг друга и относительно элементов опоры. В последнем случае соответствующие ВЛ получили название «**компактных**».

Наряду со сближением цепей, влияющим лишь на абсолютную величину $\Delta x_{0\text{ I-II}}$ и $\Delta b_{0\text{ I-II}}$, для получения эффекта уменьшения $x_{0\text{ II}}$ по сравнению с $x_{0\text{ I}}$ (что эквивалентно компенсации индуктивного сопротивления) и одновременного увеличения $b_{0\text{ II}}$ по сравнению с $b_{0\text{ I}}$ и соответствующую

шего снижения волнового сопротивления (аналогично эффекту от расщепления фаз), необходимо изменить знаки $\Delta x_{0\text{ I-II}}$ и $\Delta b_{0\text{ I-II}}$. Это может быть достигнуто как за счет соответствующего изменения взаимного расположения проводов одноименных фаз по сравнению с общепринятым (рассмотренным выше для двухцепных опор), так и за счет отличия угла сдвига систем векторов напряжений одноименных фаз от нуля.

Изменение угла сдвига векторов может быть обеспечено как за счет отличия групп соединений трансформаторов, работающих в блоке с каждой из цепей, так и включением последовательно с одной из цепей специальных фазосдвигающих устройств. Если в первом случае возможно лишь дискретное изменение угла сдвига вплоть до 180° , что соответствует работе цепей в противофазе, то во втором он может регулироваться плавно по некоторому закону, зависящему от режима работы линии. Разработка линий такого типа, получивших название **«управляемых самокомпенсирующихся воздушных линий»** (УСВЛ), является одним из перспективных направлений развития техники передачи электрической энергии на расстояние, преследующих цель создания линий повышенной пропускной способности и пониженного экологического влияния.

Другим новым направлением, также базирующимся на использовании эффекта взаимного влияния цепей, является создание так называемых **«комбинированных»** линий, отличающихся от обычных двухцепных тем, что размещаемые на одной опоре цепи имеют различные номинальные напряжения (например, 220 и 110 кВ, 500 и 220 кВ, 750 и 330 кВ, 1150 и 500 кВ). При этом цепь с большим номинальным напряжением располагается над цепью более низкого напряжения. В результате достигается значительное уменьшение полосы отчуждения земли под трассу (по сравнению с сооружением цепей на отдельно стоящих опорах), а также снижение электростатического влияния на объекты, находящиеся в поле линии, однако конструкции опор усложняются, и их вертикальные габариты резко увеличиваются по сравнению с одноцепными опорами линии большего номинального напряжения (см., например, рис. 10.4). Ограничиваясь здесь лишь этой краткой информацией, отметим, что более подробное рассмотрение технических и экономических характеристик таких новых типов воздушных линий является предметом специального курса, посвященного передаче электроэнергии на расстояние.

10.11.4. Кабельные линии

Конструктивные отличия кабельной линии от воздушной (близость токопроводящих жил; наличие твердой электрической изоляции с относительной диэлектрической проницаемостью значительно большей, чем у воздуха; наличие металлических экранов и оболочек, окружающих каждую или все жилы кабеля, и т. п.) определяют существенное различие погонных параметров воздушных и кабельных линий при одинаковых номинальном напряжении и сечении токоведущих элементов.

Погонное активное сопротивление

Допущения, принимаемые при определении погонного активного сопротивления воздушной линии (см. п. 10.11.1), в случае кабельной линии являются неприемлемыми. Во-первых, влияние поверхностного эффекта и эффекта близости (особенно в жилах крупных сечений) является весьма существенным, и соответственно активное сопротивление значительно отличается от омического. Во-вторых, кабельные линии, как правило, работают при максимально допустимых или близких к ним температурах нагрева жил (до 85—90 °С), и пренебрежение их отличием от 20 °С вносит заметную погрешность. Кроме того, помимо потерь активной мощности непосредственно в жиле в кабеле имеют место и потери в других металлических элементах (экранах, оболочках, броне), которые необходимо учитывать при определении эквивалентного погонного активного сопротивления [10.17].

Кабельные линии 6—35 кВ ранее сооружались преимущественно с использованием кабелей с бумажной, пропитанной вязким составом изоляцией, которые имеют как медные, так и алюминиевые токопроводящие жилы. Для кабелей 6—10 кВ применяются сечения жил от 10 до 240 мм². При этом у кабелей с медными жилами значения r_0 лежат в пределах от 1,84 до 0,077 Ом/км, а у кабелей с алюминиевыми жилами — от 3,1 до 0,129 Ом/км. Диапазон сечений кабельных линий 35 кВ составляет 120—300 мм² соответственно значения r_0 при медных жилах лежат в пределах 0,153—0,061 Ом/км, а при алюминиевых — 0,258—0,103 Ом/км.

Маслонаполненные кабельные линии 110—220 кВ в соответствии с ГОСТ 16441—78 имеют сечения медных жил от 150 до 800 мм², и соответствующие значения эквивалентного активного сопротивления составляют 0,122—0,022 Ом/км. Кабели 110—220 кВ с полиэтиленовой изоляцией изготавливают с алюминиевыми жилами сечением 270—800 мм². При этом их погонное активное сопротивление лежит в пределах 0,092—0,04 Ом/км.

Погонные реактивные параметры

В силу отмеченных выше особенностей конструкции кабельных линий их погонное индуктивное сопротивление значительно меньше, а погонная емкостная проводимость больше, чем у воздушных линий. Так, например, у кабельных линий 6—10 кВ, выполненных кабелями с поясной бумажной изоляцией с вязкой пропиткой, в диапазоне сечений жил от 10 до 240 мм² значение x_0 лежит в пределах от 0,11 до 0,07 Ом/км, для кабельных линий 35 кВ, выполненных кабелями с бумажной пропитанной изоляцией и отдельно освинцованными жилами в диапазоне сечений от 120 до 300 мм², — от 0,12 до 0,1 Ом/км, для маслонаполненных кабельных линий 110—220 кВ при сечениях 150—800 мм² — от 0,2 до 0,11 Ом/км, а у кабелей 110—220 кВ с полиэтиленовой изоляцией при сечениях

270—800 мм² $x_0 = 0,12—0,1$ Ом/км. Таким образом, погонное индуктивное сопротивление кабельных линий 6—220 кВ в 2—4 раза меньше, чем у воздушных линий тех же номинальных напряжений (около 0,4 Ом/км).

Погонная емкостная проводимость кабельных линий отличается от аналогичного параметра воздушных линий еще в большей степени. Помимо сближения фаз в общей оболочке или экранирования жил, приводящих к увеличению b_0 в той же степени, что и уменьшение x_0 (в 2—4 раза), существенное влияние оказывает отличие относительной диэлектрической проницаемости от единицы. Так, бумажная пропитанная изоляция характеризуется значениями $\varepsilon = 3,3—3,7$, а полиэтиленовая — 2,3—2,5, что приводит к дополнительному увеличению значений погонной емкостной проводимости. Например, у маслонаполненных кабельных линий 110—220 кВ величина b_0 меняется от 75 до 130 мкСм/км, а у кабелей 110—220 кВ с полиэтиленовой изоляцией несколько меньше — от 23 до 103 мкСм/км. Таким образом, по сравнению с аналогичной величиной для воздушных линий с нерасщепленной фазой (около 2,72 мкСм/км) значения b_0 для кабельных линий 35—220 кВ оказываются в 8—50 раз больше.

Погонная активная проводимость

У кабельной линии активная проводимость определяется потерями активной мощности в изоляции кабеля (диэлектрическими потерями) и может быть выражена через емкостную проводимость и тангенс угла диэлектрических потерь $\operatorname{tg} \delta$:

$$g_{0 \text{ кл}} = b_{0 \text{ кл}} \operatorname{tg} \delta. \quad (10.15)$$

Значения $\operatorname{tg} \delta$ определяются типом изоляции жил кабеля. Так, для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией при $U_{\text{ном}} = 6—35$ кВ значения $\operatorname{tg} \delta$ лежат в пределах 0,008—0,015. Изоляция кабелей 110 кВ с центральным маслопроводящим каналом имеет $\operatorname{tg} \delta = 0,004—0,0045$, а кабелей 220 кВ, прокладываемых в стальном трубопроводе, — от 0,0025 до 0,0045 [10.17]. Полиэтиленовая изоляция имеет $\operatorname{tg} \delta$ около 0,0001. Практически с диэлектрическими потерями в кабельных линиях (в силу малости $\operatorname{tg} \delta$) приходится считаться лишь при напряжениях 220 кВ и выше. Таким образом, при $U_{\text{ном}} \leq 110$ кВ схема замещения кабельной линии не содержит ветвей с активной проводимостью.

Волновые параметры и натуральная мощность

В силу небольшой длины кабельных линий даже при напряжениях 110—220 кВ их волновые свойства не имеют практического значения при расчете их установившихся режимов, поэтому их волновые параметры здесь подробно не рассматриваются. Отметим только, что по сравнению с воздушными линиями волновое сопротивление кабельных линий

110—220 кВ значительно меньше. В диапазоне сечений жил 150—800 мм² оно меняется в пределах от 60 до 30 Ом.

Натуральная мощность кабельных линий 110—220 кВ, определяемая по формуле (10.8), в силу меньшего по сравнению с ВЛ тех же номинальных напряжений значения Z_b значительно выше. Так, у маслонаполненных кабельных линий с сечениями медных жил 150—800 мм² при напряжении 110 кВ натуральная мощность лежит в пределах от 264 до 368 МВт, а при напряжении 220 кВ — от 1030 до 1460 МВт. У линий, выполненных кабелями с полиэтиленовой изоляцией и с сечениями алюминевых жил 270—800 мм², $P_{\text{нат}} = 211—384$ МВт при $U_{\text{ном}} = 110$ кВ и $P_{\text{нат}} = 915—1320$ МВт при $U_{\text{ном}} = 220$ кВ. Таким образом, в среднем натуральная мощность кабельных линий 110—220 кВ примерно в 10 раз превышает аналогичную величину для соответствующих воздушных линий.

Контрольные вопросы

1. Каково общее определение термина «линия электропередачи»?
2. Каковы основные признаки, по которым классифицируются ЛЭП?
3. Каковы разновидности ЛЭП, отличающиеся по значению номинального напряжения?
4. Из каких основных конструктивных элементов состоит воздушная линия?
5. Каким механическим и атмосферным воздействиям должны противостоять элементы конструкции ВЛ?
6. Какие воздействия оказывает ветер на элементы ВЛ и каковы их последствия?
7. Каковы требования к материалам, из которых изготовляют провода ВЛ?
8. Какие материалы применяются для изготовления проводов и тросов ВЛ?
9. С какой целью осуществляется расщепление фазы ВЛ СВН и УВН?
10. Каковы модификации проводов марки АС, отличающиеся соотношением сечений алюминиевой и стальной частей провода?
11. Каковы основные признаки классификации опор ВЛ?
12. Из каких материалов изготовляются опоры ВЛ?
13. Каковы области применения деревянных и железобетонных опор?
14. В чем преимущества опор на оттяжках по сравнению со свободностоящими?
15. Какие изоляционные конструкции используются на ВЛ?
16. Каковы преимущества полимерных стержневых изоляторов по сравнению с фарфоровыми и стеклянными?
17. Назовите основные категории линейной арматуры.
18. В чем принципиальное отличие натяжных зажимов от поддерживающих?
19. Из каких составляющих складывается вертикальный габарит ВЛ?
20. Какие условия определяют положение грозозащитных тросов на опоре ВЛ?
21. Из каких соображений определяется расстояние между проводами фаз ВЛ?
22. Из каких элементов состоит кабельная линия?
23. По каким признакам классифицируются КЛ?
24. Каковы основные типы кабельных муфт?
25. Каковы разновидности вязкой пропитки бумажной электрической изоляции кабелей?
26. В чем принципиальное различие конструкций кабелей 6—10 и 20—35 кВ с бумажной пропитанной изоляцией?
27. Какие материалы используются в конструкциях кабелей с пластмассовой изоляцией?

28. Какая арматура используется в кабельных линиях напряжением до 35 кВ?
29. В чем принципиальное отличие концевых муфт внутренней и наружной установки напряжением до 35 кВ?
30. Какие причины вызвали необходимость создания маслонаполненных кабелей?
31. Какими способами достигается увеличение электрической прочности бумажно-масляной изоляции кабелей?
32. Каковы разновидности маслонаполненных кабелей?
33. При каких давлениях работают МНК НД?
34. В чем отличие концевых муфт МНК НД от концевых муфт кабелей 6—35 кВ?
35. В чем принципиальные отличия конструкций МНК ВД и НД?
36. В чем специфика арматуры МНК ВД?
37. Каковы различия аппаратуры подпитки МНК НД и ВД?
38. Каковы преимущества кабелей высокого напряжения с пластмассовой изоляцией по сравнению с МНК?
39. Каковы основные способы прокладки кабельных линий?
40. Каковы разновидности подземных кабельных сооружений?
41. Какие условия определяют выбор типа кабеля?
42. Какими параметрами характеризуется математическая модель линии электропередачи в виде П-образной схемы замещения?
43. При каких допущениях определяется погонное активное сопротивление ВЛ при проектировании?
44. Какими геометрическими параметрами определяются значения погонных реактивных параметров ВЛ с нерасщепленной фазой?
45. Как изменяются волновое сопротивление и натуральная мощность ВЛ при увеличении сечения провода?
46. Какими геометрическими параметрами характеризуется расщепленная фаза при расположении проводов по вершинам правильного многоугольника?
47. На какое число составляющих обычно расщепляются фазы ВЛ 330—1150 кВ?
48. От каких параметров зависит значение эквивалентного радиуса расщепленной фазы?
49. К каким изменениям погонных параметров ВЛ приводит расщепление ее фазы?
50. Как изменяются волновые параметры и натуральная мощность ВЛ при увеличении числа проводов в расщепленной фазе?
51. К каким изменениям погонных реактивных параметров приводит учет взаимного влияния цепей двухцепных ВЛ?
52. Какие факторы определяют отличие погонных параметров кабельных и воздушных линий?
53. Каковы отличия волновых параметров и натуральной мощности кабельных и воздушных линий?

Литература для самостоятельного изучения

- 10.1. **Осадчий Н.П.** Исторический очерк развития передачи электрической энергии на расстояние. Л.: Энергия, 1964.
- 10.2. **Зуев Э.Н.** Основы техники подземной передачи электроэнергии. М.: Энергоатомиздат, 1999.
- 10.3. **ГОСТ 19431—84.** Энергетика и электрификация. Термины и определения.
- 10.4. **ГОСТ 24291—90.** Электрическая часть электростанции и электрической сети. Термины и определения.
- 10.5. **Зуев Э.Н., Федин В.Т.** О классификации и терминологии в области воздушных линий электропередачи новых типов // Электричество. 1991. № 10. С. 29—38.
- 10.6. **Правила устройства электроустановок.** — 6-е изд. М.: ЗАО «Энергосервис», 2000.

- 10.7. **Электрические** системы. Электрические сети: учеб. для электроэнергетических специальностей вузов / под ред. В.А. Веникова, В.А. Строева. — 2-е изд. М.: Высшая школа, 1998.
- 10.8. **Гологорский Е.Г., Кравцов А.Н., Узелков Б.М.** Справочник по строительству и реконструкции линий электропередачи напряжением 0,4—500 кВ / под ред. Е.Г. Гологорского. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003.
- 10.9. **ГОСТ 839—80.** Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия.
- 10.10. **Соколов С.** Провод конструкции GTACSR повышает пропускную способность ВЛ // Новости электротехники. 2005. № 5. С. 80—81.
- 10.11. **Поспелов Г.Е., Федин В.Т.** Проектирование электрических сетей и систем. Минск: Высшая школа, 1978.
- 10.12. **Абакумов П.Г., Казаков С.Е.** Многогранные металлические опоры для распределительных электрических сетей: опыт и перспективы применения // ЭЛЕКТРО. 2006, № 4. С. 21—26.
- 10.13. **Проектирование** линий электропередачи сверхвысокого напряжения / под ред. Г.Н. Александрова и Л.Л. Петерсона. Л.: Энергоатомиздат, 1983.
- 10.14. **Электротехнический** справочник: В 4 томах. Т. 3. Производство и распределение электрической энергии. — 8-е изд. М.: Издательство МЭИ, 2002.
- 10.15. **Чунчин В.А.** Полимерные изоляторы. Опыт организации производства и эксплуатации // Энергетик. 2001. № 6. С. 14—19.
- 10.16. **Магидин Ф.А., Берковский А.Г.** Устройство и монтаж воздушных линий электропередачи. М.: Высшая школа, 1973.
- 10.17. **Ларина Э.Т.** Силовые кабели и высоковольтные кабельные линии: учеб. для вузов. — 2-е изд. М.: Энергоатомиздат, 1996.
- 10.18. **Шварцман Л.Г.** Муфты силовых кабелей высокого напряжения. М.: Энергоатомиздат, 1977.
- 10.19. **Пантелеев Е.Г.** Монтаж и ремонт кабельных линий: Справочник электромонтажника / под ред. А.Д. Смирнова и др. — 2-е изд. М.: Энергоатомиздат, 1990.
- 10.20. **Макиенко Г.П., Попов Л.В.** Сооружение и эксплуатация кабельных линий высокого напряжения. М.: Энергоатомиздат, 1985.

ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ И ВСТАВКИ ПОСТОЯННОГО ТОКА. УПРАВЛЯЕМЫЕ (ГИБКИЕ) ЛИНИИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Содержание

- 11.1. Возможные области применения электропередач и вставок постоянного тока
- 11.2. Использование объектов постоянного тока в мировой электроэнергетике
- 11.3. Схемы электропередач и вставок постоянного тока
- 11.4. Энергетические характеристики преобразователей
- 11.5. Воздушные и кабельные линии постоянного тока. Основное оборудование преобразовательных подстанций
- 11.6. Техничко-экономические показатели электропередач постоянного тока
- 11.7. Управляемые (гибкие) линии переменного тока
- Контрольные вопросы
- Литература для самостоятельного изучения

11.1. Возможные области применения электропередач и вставок постоянного тока

Как известно, в настоящее время для выработки электрической энергии, ее передачи на расстояние, распределения и потребления используется переменный ток. Это объясняется прежде всего способностью переменного тока к трансформации, т.е. изменению напряжения с помощью достаточно простых аппаратов — трансформаторов, а также и тем, что электродвигатели переменного тока по своей конструкции значительно проще и, следовательно, надежнее электродвигателей постоянного тока.

Кроме того, большое значение имеет и тот фактор, что на переменном токе, дважды в период принимающем нулевое значение, возможно создание выключателей, способных отключать большие рабочие токи и токи коротких замыканий. Значения последних могут достигать десятков килоампер при напряжениях в сотни киловольт. На постоянном токе создание выключателей высокого напряжения встречает большие трудности, до настоящего времени эта задача полностью не решена.

Благодаря этому переменный ток используется везде и всюду, за исключением некоторых промышленных производств и электрического транспорта. И тем не менее, в последние десятилетия электроэнергетики разных стран все чаще применяют постоянный ток для решения ряда задач, в том числе связанных с передачей электрической энергии на расстояние.

Для ответа на вопрос, почему это делается, сопоставим характеристики линий переменного и постоянного тока.

Обе линии обладают одностипными параметрами — активным сопротивлением проводов, а также индуктивностью и емкостью. Активное сопротивление проводов определяет потери мощности и энергии в линии и, следовательно, ее КПД, а индуктивность и емкость — электромагнитные процессы в линии, связанные с передачей электроэнергии. Для линий переменного тока эти процессы носят волновой характер, что и определяет основные характеристики такой линии. В линии постоянного тока волновые процессы отсутствуют. Именно это различие и лежит в основе всех решений, связанных с применением постоянного тока для транспорта электроэнергии.

Рассмотрим этот вопрос несколько подробнее.

Индуктивность и емкость линии определяются ее конструкцией — расстоянием между фазами (полюсами), диаметром проводов и длиной линии. При увеличении расстояния между фазами индуктивность линии увеличивается, а емкость линии снижается. Уменьшение этого расстояния приводит к обратному эффекту. Увеличение длины линии вызывает увеличение как ее индуктивности, так и емкости.

У воздушных линий переменного и постоянного тока расстояние между фазами (полюсами) измеряется метрами (ВЛ 500 кВ переменного тока — 12 м, ВЛ ± 400 кВ постоянного тока — 10 м), у кабельной линии — несколькими сантиметрами или десятками сантиметров в зависимости от типа кабеля и способа его прокладки. Отсюда следует, что воздушная линия имеет существенно большую индуктивность и значительно меньшую емкость, чем кабельная. Различие этих характеристик проявляется при работе воздушных и кабельных линий на *постоянном* или *переменном* токе.

Отметим, что реакция индуктивности и емкости на протекание переменного и постоянного тока различна. При протекании *переменного тока* по индуктивности в ней возникает ЭДС самоиндукции, которая противодействует протеканию тока. Иными словами, индуктивность представляет собой сопротивление для переменного тока. Это сопротивление прямо пропорционально частоте переменного тока и возрастает с увеличением последней. При этом индуктивное сопротивление много больше активного (для линий 500—750 кВ в 10—15 раз). При частоте тока, равной нулю (*постоянный ток*), индуктивное сопротивление тоже равно нулю.

Емкость также оказывает сопротивление протеканию переменного тока. В отличие от индуктивного сопротивления емкостное сопротивление обратно пропорционально частоте. При увеличении частоты переменного тока сопротивление емкости снижается, при уменьшении частоты — возрастает. При частоте, равной нулю (*постоянный ток*), сопротивление емкости становится равным бесконечности. Иными словами, через емкость постоянный ток не проходит.

Рассмотрим воздушную линию. При работе воздушной линии на переменном напряжении ее индуктивность оказывает сопротивление протеканию переменного тока и, в конечном итоге, определяет ту максимальную мощность, которую можно передать по этой линии. Как уже отмечалось, индуктивное сопротивление линии возрастает при увеличении ее длины, и, следовательно, при этом снижается максимальная мощность, которую можно передать по линии.

Емкость воздушной линии переменного тока незначительно влияет на передаваемую мощность, однако через нее протекает так называемый зарядный ток, который создает зарядную мощность линии и приводит к дополнительному нагреву проводов, т.е. увеличивает потери энергии в линии и снижает ее КПД. Кроме того, этот ток приводит к нежелательному повышению напряжения в промежуточных точках линии и к целому ряду других отрицательных последствий. Поэтому возникает необходимость в компенсации зарядной мощности линии, для чего используются специальные устройства — реакторы, которые, в конечном счете, приводят к увеличению стоимости линии. Однако следует отметить, что необходимость в компенсации зарядной мощности линии, как правило, возникает лишь для линий сверхвысоких напряжений — 330 кВ и выше.

При работе воздушной линии на постоянном напряжении, когда по ней протекает *постоянный ток*, в установившемся режиме ни ее индуктивность, ни емкость не оказывают никакого влияния на процесс передачи электрической энергии по линии и, следовательно, на максимальную мощность, которую можно передать по линии при увеличении длины последней. Зарядная мощность линии постоянного тока отсутствует в силу изложенных выше причин. Поэтому сама линия не нуждается в каких-либо компенсирующих устройствах.

Главный вывод, который может быть сделан из сказанного выше, состоит в следующем:

для воздушной линии *переменного тока* существует зависимость максимальной передаваемой мощности от ее длины — чем длиннее линия, тем меньше предельная мощность, которую можно по ней передать; это одна из причин, ограничивающих допустимую длину такой линии;

воздушная линия *постоянного тока* не имеет такого ограничения, поэтому линия постоянного тока может иметь любую длину и передаваемую мощность, которые диктуются практической целесообразностью. Возможные ограничения — допустимые потери энергии на нагрев проводов и пропускная способность используемой аппаратуры.

Рассмотрим теперь кабельные линии. Известно, что кабельные линии *переменного тока* имеют весьма ограниченную длину — не более 15—20 км. Это объясняется двумя основными причинами:

большой зарядной мощностью, возникающей вследствие значительной емкости кабеля;

высокой стоимостью кабеля.

Зарядная мощность приводит к дополнительному нагреву жил кабеля, вынуждая снижать полезную передаваемую мощность и ограничивать длину кабеля. В особенности это относится к высоковольтным кабельным линиям (110—500 кВ). Поэтому кабельные линии переменного тока не могут быть использованы для передачи электроэнергии на достаточно большие расстояния.

В кабельной линии *постоянного тока* зарядная мощность отсутствует и не создает дополнительного нагрева кабеля. Поэтому кабельные линии постоянного тока могут сооружаться достаточно длинными (100—200 км, возможно и больше) и использоваться для решения задач, которые невозможно решить иными путями, например для пересечения больших водных пространств (морских проливов), ввода больших мощностей в центры крупных городов-мегаполисов и др.

Однако это еще не все. Для ответа на вопрос, почему в современной электроэнергетике для решения некоторых задач целесообразно использовать постоянный ток, следует отметить еще ряд проблем.

В настоящее время в мире используются две частоты переменного тока — 50 и 60 Гц. В странах Европы, России и СНГ принята частота 50 Гц; в США, Канаде, некоторых странах Южной Америки, южной части Японии — 60 Гц. Объединение систем с различной номинальной частотой на параллельную работу с помощью линий переменного тока невозможно. Для этой цели, как показывает мировая практика, может быть с успехом использован постоянный ток. Такие связи существуют в Японии и Южной Америке.

Объединение отдельных систем с одной номинальной частотой возможно только при их синхронной работе. При всех положительных сторонах такого решения следует отметить, что оно предполагает также одинаковые стандарты поддержания частоты и законы ее регулирования. Если до объединения системы работали с различными законами регулирования частоты, то такое объединение требует большой работы по реконструкции систем регулирования частоты на всех электростанциях и крупных капиталовложений. Кроме того, объединение систем на параллельную работу неизбежно приводит к одновременному увеличению токов коротких замыканий в связываемых системах. Это требует применения дорогостоящих мероприятий по их ограничению или замене коммутационной аппаратуры.

Следует отметить еще один важный аспект. Объединение систем требует обеспечения устойчивости их совместной работы. При объединении систем связями переменного тока и возникновении аварийной ситуации в одной из систем, например короткого замыкания, отключения крупного генерирующего блока или электростанции, устойчивость совместной работы может быть нарушена, что в свою очередь может привести к обесточиванию целых регионов и, как следствие, большому экономическому ущербу. Этот печальный опыт имеют многие из развитых стран.

Отмеченных выше отрицательных последствий можно избежать, если для объединения систем использовать звено постоянного тока. В этом случае снимаются проблемы устойчивости совместной работы и увеличения токов коротких замыканий, а сами связываемые системы могут работать с одинаковыми или несколько различающимися частотами, но асинхронно. Такое решение может дать определенный «системный эффект», связанный с повышением экономичности и надежности работы объединяемых систем как в нормальных, так и в аварийных и послеаварийных режимах, поскольку звено постоянного тока предотвращает развитие каскадных аварий, что подтверждается мировой практикой.

Если линию постоянного тока использовать для объединения нескольких систем, то в этом случае все эти системы могут работать независимо друг от друга и в то же время обмениваться между собой активной мощностью. В этом случае линия постоянного тока становится как бы сборными шинами для этих систем. При этом аварийные возмущения в одной из систем не будут передаваться в другие в отличие от того, как это было бы при связи на переменном токе.

Системный эффект может проявиться также и в случае, когда звено постоянного тока шунтирует существующие межсистемные связи переменного тока. Здесь за счет его высокой управляемости можно обеспечить перераспределение потоков мощности по этим связям с целью повышения экономичности работы связываемых систем и при необходимости сохранить устойчивость их синхронной работы.

При развитии электроэнергетической системы и сооружения протяженных линий переменного тока возможно образование кольцевых схем, в которых будут циркулировать большие неуправляемые потоки мощности. Размыкание таких колец для прекращения этой циркуляции нецелесообразно по соображениям надежности работы энергосистемы. Задача может быть решена включением в кольцо звена постоянного тока, что дает возможность управлять потоками мощности в нем.

Электропередача постоянного тока может проявить свои качества еще в одной области. Известно, что характерная особенность гидротурбин заключается в том, что максимальный КПД при неизменной скорости вращения их рабочего колеса, т.е. при постоянной частоте переменного тока, может быть достигнут лишь при постоянном уровне воды в верхнем бьефе (при постоянном напоре воды, на который проектируется турбина) или при незначительных его колебаниях. Такие режимы возможны лишь для гидроэлектростанций с большими объемами водохранилищ, когда водохранилище заполнено до проектной отметки. Для всех других ГЭС при неизменной скорости вращения рабочего вала при срабатывании водохранилища и снижении напора воды турбины будут снижать свой КПД. В особенности это явление будет наблюдаться на приливных ГЭС и на ГЭС с большими объемами водохранилищ в период их заполнения.

Для поддержания КПД на максимально высоком уровне в этих случаях турбины должны изменять частоту вращения, что приведет к изме-

нению частоты переменного тока и невозможности выдачи мощности ГЭС в систему по линии переменного тока из-за разности частот системы и генераторов ГЭС. Если для связи ГЭС с системой используется линия постоянного тока, то обеспечивается возможность выдачи мощности в систему при переменной частоте вращения гидрогенераторов, в том числе и в период заполнения водохранилища, который может длиться многие годы.

Из сказанного выше могут быть определены возможные области применения постоянного тока в современной электроэнергетике. К ним следует отнести:

дальние электропередачи, например от удаленных ГЭС или АЭС. Расстояния здесь могут исчисляться многими сотнями и тысячами километров. Экономическая граница между переменным и постоянным током, по разным данным, может лежать в пределах 600—1000 км в зависимости от условий прохождения трассы, требований надежности, цен на оборудование и ряда других факторов;

передача электроэнергии через большие водные пространства;

глубокие вводы большой мощности в центры крупных городов;

связь систем переменного тока с различной номинальной частотой;

несинхронные связи систем одной номинальной частоты, что позволит повысить живучесть объединенной энергосистемы;

создание «шин постоянного тока», к которым могут подсоединяться электроэнергетические системы разных районов или стран, работающие несинхронно или с различной частотой и не выполняющие требования единства законов регулирования частоты;

подключение к системе электростанций, работающих с переменной частотой вращения агрегатов, что позволяет обеспечить большую эффективность работы этих агрегатов;

развязку колец, возникающих при развитии объединенной системы, в которых могут циркулировать большие неуправляемые потоки мощности.

11.2. Использование объектов постоянного тока в мировой электроэнергетике

В настоящее время в мире построено много линий и вставок постоянного тока для решения задач электроэнергетики, и их применение расширяется в значительной степени благодаря успехам силовой полупроводниковой техники.

Объекты постоянного тока делятся на две группы. К первой из них относятся *электропередачи постоянного тока* (ППТ), где электрическая энергия передается на какое-то расстояние. Неотъемлемой частью этих электропередач является воздушная или кабельная линия постоянного тока. Ко второй группе относятся так называемые *вставки постоянного тока* (ВПТ), где линия постоянного тока отсутствует. Все звено постоянного тока расположено на одной подстанции, на которую заходят линии переменного тока от связываемых систем. Схемы ППТ и ВПТ приводятся ниже.

Приведем краткий обзор наиболее мощных объектов постоянного тока в мировой электроэнергетике. В *Европе* существует высокая плотность электрических сетей переменного тока. Поэтому здесь нет электропередач постоянного тока, проложенных по суше. В то же время ряд стран Европы отделен от континента и друг от друга морскими проливами, отсюда — необходимость преодоления морских пространств. Поэтому здесь получили распространение в основном кабельные и гибридные ППТ. Под *гибридными* понимаются ППТ, где основная часть линии выполнена кабелем, а небольшие концевые участки — воздушными линиями.

В настоящее время все крупные энергосистемы континента объединены электропередачами и вставками постоянного тока, что позволяет говорить о трансъвропейской сети. Наиболее крупными из них являются:

ППТ между Англией и Францией через пролив Ла-Манш, позволившая объединить энергосистемы этих стран; мощность двух цепей этой ППТ составляет 2000 МВт;

связь между Данией и Норвегией через пролив Скагеррак, где проложено три цепи кабельной ППТ общей мощностью 1040 МВт;

кабельная двухцепная электропередача между Данией и Швецией (670 МВт);

ППТ между Финляндией и Швецией через Ботнический залив (500 МВт);

ППТ Финляндия—Эстония;

ППТ Швеция—Германия;

ППТ Швеция—Польша через Балтийское море;

ППТ Шотландия—Северная Ирландия;

вставка постоянного тока в г. Выборге между Россией и Финляндией (1400 МВт);

трехподстанционная воздушно-кабельная ППТ 500 МВт Италия—Корсика—Сардиния;

в Англии осуществлен глубокий ввод мощности 640 МВт в г. Лондон с помощью ППТ Кингснорт (устье р. Темзы) и двух подстанций в черте города.

Связи на постоянном токе между электроэнергетическими системами стран Европы будут усиливаться. Уже введена в строй гибридная ППТ Италия—Греция, ведется сооружение кабельных линий между Норвегией и Нидерландами. Выполнен также проект ППТ Англия—Исландия.

В *Северной Америке* действует целый ряд мощных электропередач и вставок постоянного тока. Одна из них — двухцепная ППТ Нельсон Ривер—Виннипег (Канада) общей мощностью 3600 МВт и длиной 930 км. На западном побережье Канады сооружена кабельная ППТ на о-ве Ванкувер мощностью 680 МВт, в восточной части страны имеются две ВПТ, служащие для несинхронной связи с энергосистемами северной части США. Одна из них ВПТ Ил Ривер (320 МВт), другая — ВПТ Шатегей (1000 МВт). Кроме того, в начале 1990-х годов была введена в работу многоподстанционная ППТ (МППТ) общей длиной 1486 км от ГЭС на р. Ла-Гранд, впадающей в Гудзонов залив, до района г. Виннипег (Канада)

и далее в район г. Бостон (США). Передаваемая мощность 2200 МВт. Эта электропередача имеет пять подстанций — три в Канаде и две в США — и является несинхронной управляемой связью между энергосистемами Канады (Квебек) и США (Новая Англия).

В США построен ряд передач и вставок постоянного тока. Крупнейшие из них — Тихоокеанская ППТ (3100 МВт, 1362 км), Интермаунтин (1600 МВт, 788 км), Сквер Бьют (500 МВт, 730 км). В США сооружено десять вставок постоянного тока, которые используются для управляемых несинхронных связей энергообъединений.

В Южной Америке в Бразилии построена самая мощная в настоящее время ППТ Итайпу, предназначенная для передачи мощности от ГЭС Итайпу на р. Парана в район г. Сан-Пауло. Эта передача состоит из двух цепей мощностью по 3150 МВт и длиной около 800 км каждая. Кроме того, энергосистема Бразилии (60 Гц) соединена с энергосистемами Парагвая и Аргентины (50 Гц) тремя ВПТ. Одна из них служит для связи с энергосистемой Парагвая, две — с энергосистемой Аргентины. Суммарная мощность этих ВПТ составляет 1100 МВт. По одному из вариантов плана развития энергосистемы Бразилии предусматривается сооружение еще нескольких ППТ от ГЭС, которые должны быть сооружены на притоках р. Амазонки.

Положительный опыт Северной Америки в создании межсистемных несинхронных связей используется и в других странах, имеющих большую территорию. Особый интерес в этом отношении представляет план развития энергосистемы Индии, в соответствии с которым предполагается изначальное разделение энергосистемы страны на несколько несинхронно работающих частей, связанных между собой электропередачами и вставками постоянного тока. С этой целью была построена одна межсистемная ППТ и введены в эксплуатацию четыре ВПТ общей мощностью 2500 МВт. Эти ВПТ связывают между собой северную, западную и южную энергосистемы. Строятся еще три межсистемные ППТ и четыре межсистемные ППТ проектируются. Кроме того, внутри региональных систем построены три ППТ и планируется сооружение еще трех передач. Все эти ППТ в совокупности должны создать системообразующую сеть постоянного тока, что позволит обеспечить высокую управляемость и высокую живучесть энергосистемы страны.

Близкий к этому подход принят и в *Китае*, где после ввода в эксплуатацию ГЭС «Три ущелья» предполагается приступить к созданию единой энергосистемы. Для этой цели в дополнение к двум действующим ППТ будет сооружен ряд новых длиной 1700—2300 км и передаваемой мощностью 5—6 ГВт. Это наряду с созданием системообразующей сети постоянного тока обеспечит и передачу значительной мощности от ГЭС в удаленные регионы страны.

Несколько мощных протяженных ППТ имеются в Африке и Азии. В Африке построены две такие электропередачи: одна из них от ГЭС

Кабора Басса (Мозамбик) в ЮАР (1920 МВт, 1400 км), другая — Инга-Шаба (Заир, 1120 МВт, 1700 км). На экспертном уровне ведутся обсуждения по возможности сооружения электропередачи от нескольких ГЭС, которые можно построить на р. Конго в районе водопадов Ливингстона, в Европу (предполагаемая передаваемая мощность до 30 ГВт).

Как уже отмечалось, электропередачи и вставки постоянного тока могут использоваться для связи систем с различной номинальной частотой. Такие ППТ и ВПТ работают в Японии и Южной Америке, где исторически сложились энергообъединения, работающие на различных частотах.

В Японии граница между системами, работающими на различных частотах, проходит по о-ву Хонсю. В северной части острова принята частота 50 Гц, в южной — 60 Гц. Связь между этими системами осуществляется с помощью трех ВПТ общей мощностью 1200 МВт. Кроме того, в южной части острова между двумя системами, работающими с одной номинальной частотой, есть ВПТ, которая используется для регулирования межсистемных перетоков мощности. В Японии работают также гибридные и кабельные ППТ. Одна из них является несинхронной связью между энергосистемами о-вов Хоккайдо и Хонсю, другая служит для выдачи мощности крупных электростанций, расположенных на небольшом острове. Кроме того, ведется предварительная проработка проекта трехподстанционной ППТ для выдачи мощности от тепловой электростанции на о-ве Сахалин (Россия) на о-ва Хоккайдо и Хонсю.

В Новой Зеландии и Австралии также построено несколько ППТ и ВПТ. В Новой Зеландии гибридная ППТ объединяет энергосистемы г. Вашингтона, поддерживает в ней постоянную частоту и демпфирование колебаний. В Австралии существует одна ВПТ и одна ППТ (200 МВт, длиной 180 км).

На основании изложенного можно сделать вывод о том, что объекты постоянного тока достаточно широко используются для решения ряда задач мировой электроэнергетики.

Далее рассмотрим перспективы применения объектов постоянного тока в России. Географическое положение, природные условия, протяженность территории, неравномерное распределение ископаемых ресурсов страны, развитая промышленность, наличие крупных энергообъединений, расположенных на значительных расстояниях друг от друга, делают Россию страной, где объекты постоянного тока могут найти широкое применение.

В России длительное время, начиная с первых послевоенных лет, ведутся научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы по созданию оборудования для ППТ и ВПТ. Ведущую роль в этих работах играют НИИПТ (Санкт-Петербург), ВЭИ (Москва), а также ряд производственных предприятий. Эти работы позволили построить опытно-промышленную ППТ Волгоград—Донбасс (800 кВ, 900 МВт) и создать оборудование для ППТ Экибастуз—Тамбов (6000 МВт, 2400 км), которое

по ряду параметров превосходило зарубежные аналоги. К сооружению этой электропередачи приступили в 80-х годах XX в. К 1990 г. была построена часть линии, закончена строительная часть подстанций в Тамбове и Экибастузе, начался монтаж оборудования, однако эти работы не были завершены. По замыслу разработчиков эта ППТ должна быть лишь первым звеном мощной межсистемной связи, охватывающей основные энергопроизводящие регионы страны: Сибирь—Урал—Центр. Предполагалось в дальнейшем эту передачу продлить от Экибастуза до Итатского месторождения энергетических углей и впоследствии в Сибирь, а также создать ответвление на Урал.

Актуальность подобной межсистемной связи не утрачена и в настоящее время. Такая связь постоянного тока, будучи наложенной на существующие и перспективные межсистемные связи переменного тока, за счет своей высокой управляемости позволит демпфировать колебания в этих связях, возникающие при аварийных нарушениях работы той или иной энергосистемы, осуществлять при необходимости несинхронную связь между ними, иными словами, позволит повысить надежность и живучесть Единой энергосистемы страны.

Освоение богатейших гидроэнергетических ресурсов сибирских рек также требует применения электропередач постоянного тока. Так, например, выдача энергии ГЭС Ангара-Енисейского каскада суммарной мощностью свыше 36 ГВт при дальности передачи до 3000 км по трассам высокой сложности целесообразна при использовании передач постоянного тока.

В настоящее время все более проявляется тенденция, связанная с увеличением использования угля для производства электроэнергии и одновременным снижением применения природного газа. В этой связи целесообразно рассматривать передачу электроэнергии от тепловых электростанций Канско-Ачинского угольного бассейна в район Урала, где наряду с электропередачами переменного тока могут быть использованы и передачи постоянного тока. Этот вопрос требует достаточно глубоких технико-экономических исследований.

Из других направлений транспорта электроэнергии внутри России следует отметить связь ОЭС Сибири с Дальним Востоком (ОЭС Востока). В данном случае речь может идти о линиях мощностью 1—3 ГВт и длиной 1000—1500 км. Здесь ППТ будут иметь преимущества за счет большой протяженности линий и прохождения трасс этих линий в достаточно сложных условиях. Кроме того, следует также учитывать высокую управляемость таких связей и возможность несинхронной работы связываемых систем. В настоящее время сооружаются и вводятся в эксплуатацию вставки постоянного тока мощностью 200 МВт.

В более отдаленной перспективе целесообразно рассматривать возможность использования ППТ при передаче электроэнергии от приливных электростанций (ПЭС), которые могут быть сооружены в России. На территории нашей страны имеется несколько перспективных морских заливов, где возможно строительство мощных ПЭС. Эти заливы располо-

жены на побережье Белого и Охотского морей. В связи с малой населенностью этих мест и, следовательно, отсутствием достаточно мощных местных потребителей, вырабатываемую ПЭС энергию надо передавать в центры потребления на расстояния 1000 км и более. Очевидно, что для этой цели целесообразно использовать электропередачи постоянного тока, особенно если учесть специфику ПЭС, о чем говорилось выше.

Следует также отметить использование постоянного тока при связях островных энергосистем, например о-ва Сахалин, о-ва Валаам в Ладожском озере, Соловецких о-вов в Белом море и др., с системами, расположенными на материке. Что же касается межгосударственных электроэнергетических связей России с приграничными государствами, то здесь применение постоянного тока также имеет большие перспективы. На западном направлении возможно сооружение многоподстанционной передачи постоянного тока ± 500 кВ мощностью до 4 ГВт Россия—Беларусь—Польша—Германия. Эта передача исключает известные трудности синхронной работы связываемых систем, исключаются технические трудности транзита мощности через сети других государств при использовании объединения на переменном токе.

На северо-западном направлении возможно усиление связей с Финляндией и Норвегией за счет расширения существующей ВПТ в г. Выборге, сооружение новой ППТ Россия—Финляндия с прокладкой кабеля по дну Финского залива, создание связей (ППТ или ВПТ) между Карельской энергосистемой и Норвегией.

В южном и юго-восточном направлениях применение постоянного тока представляется предпочтительным из-за больших расстояний (более 1000 км), затрудняющих создание синхронных связей с энергосистемами стран, расположенных к югу от границ России. Наиболее перспективными в этом направлении являются связи с Китаем. Имеется несколько вариантов электропередач Сибирь—Китай. Передаваемая мощность по этим связям может составить несколько гигаватт, расстояние около 2000 км. В настоящее время реализация таких связей возможна только на постоянном токе.

В восточном направлении возможно создание связей Россия—Япония и Россия—Корея. Поскольку Япония является островным государством, то создание таких связей возможно только с помощью кабельных линий, что предполагает применение постоянного тока. Здесь возможно сооружение следующих электропередач:

в Японию от специально сооруженной на о-ве Сахалин тепловой электростанции;

в Японию через о-в Сахалин от ГЭС на притоках р. Лены в Якутии; в этом случае необходимо также сооружение линии через Татарский пролив; сооружение такой линии постоянного тока в настоящее время не встречает технических трудностей;

связь с Кореей может быть выполнена воздушными линиями из района Приморья.

11.3. Схемы электропередач и вставок постоянного тока

Структурные схемы ППТ и ВПТ приведены на рис. 11.1. В схеме ППТ электрическая энергия переменного тока, вырабатываемая генераторами передающей системы, преобразуется в энергию постоянного тока, в таком виде передана по линии, затем снова преобразуется, но уже в энергию переменного тока и передается в приемную систему.

В схеме ВПТ линия постоянного тока отсутствует, и два преобразователя размещены рядом друг с другом. Транспорт энергии на расстояние осуществляется на переменном токе. Причем обычно это расстояние сравнительно невелико, так как ВПТ используется для связи примыкающих друг к другу систем. Постоянный ток здесь играет лишь роль звена, которое полностью развязывает соединенные системы по частоте и, с этой точки зрения, делает их не зависящими друг от друга.

Преобразование электрической энергии осуществляется преобразователями Π_1 и Π_2 , связанными с передающей и приемной системами. Преобразователь, который преобразует энергию переменного тока от передающей системы в энергию постоянного тока, называется *выпрямителем*. Другой преобразователь, который получает энергию от выпрямителя и преобразует ее в энергию переменного тока, отдавая эту энергию в приемную систему, называется *инвертором*.

Преобразователи обладают свойством *реверсивности*: при необходимости изменения направления передачи мощности выпрямитель становится инвертором, а инвертор — выпрямителем. В зависимости от типа преобразователя реверс мощности осуществляется или за счет изменения полярности преобразователя, или путем изменения направления тока при сохранении его полярности.

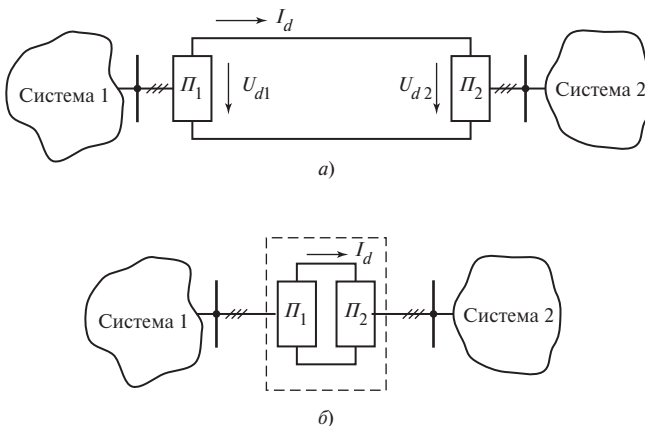


Рис. 11.1. Структурные схемы ППТ (а) и ВПТ (б)

Схема замещения электропередачи постоянного тока для установившегося режима приведена на рис. 11.2. В этой схеме выпрямитель представлен ЭДС E_B , а инвертор — противоЭДС $E_{\text{и}}$. Выпрямитель и инвертор связаны между собой через сопротивление линии $R_{\text{л}}$. Важно отметить, что и ЭДС, и противоЭДС — величины не постоянные, они могут практически мгновенно меняться под воздействием регулирующих устройств независимо друг от друга. Это придает электропередаче свойство глубокой управляемости, поскольку при этом также изменяется передаваемая мощность и, при необходимости, ее направление.

Ток в линии определяется выражением

$$I_d = \frac{E_B - E_{\text{и}}}{r_B + r_{\text{и}} + R_{\text{л}}}; \quad (11.1)$$

мощность, отдаваемая выпрямителем в линию постоянного тока,

$$P_{d1} = U_{d1} I_d; \quad (11.2)$$

мощность, получаемая инвертором от линии,

$$P_{d2} = U_{d2} I_d. \quad (11.3)$$

В этих выражениях индексом d обозначены ток I_d , напряжения U_{d1} , U_{d2} , мощности P_{d1} , P_{d2} , относящиеся к постоянному току (*direct* — прямой). Здесь r_B и $r_{\text{и}}$ — внутренние сопротивления выпрямителя и инвертора соответственно, эти сопротивления определяются сопротивлениями элементов систем переменного тока, приведенными к стороне постоянного тока.

Для выпрямителя направления ЭДС и тока совпадают. Это говорит о том, что выпрямитель является генератором электрической энергии по отношению к линии постоянного тока. В то же время по отношению к передающей системе он является потребителем этой энергии.

В инверторе направления тока и противоЭДС противоположны. Это говорит о том, что инвертор потребляет энергию от линии постоянного тока и генерирует ее в приемную систему.

При этом выполняются условия

$$E_B > U_{d1}, \quad E_{\text{и}} < U_{d2}. \quad (11.4)$$

Эти свойства являются общими для цепей постоянного тока, и рассматриваемая схема не исключение. Аналогичные соотношения имеют для генераторов и двигателей постоянного тока, работающих совместно. Генератор, потребляя энергию от приводного двигателя, передает ее в цепь постоянного тока, а двигатель, потребляя энергию от цепи постоянного тока, передает ее машине (орудию). При этом

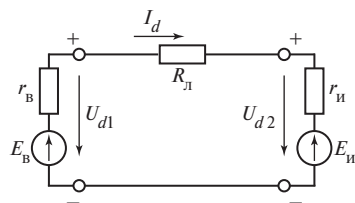


Рис. 11.2. Схема замещения электропередачи постоянного тока

сохраняются направления ЭДС и тока, показанные на рис. 11.2, и соотношения между ЭДС и напряжением линии. Важно отметить, что для изменения тока в линии, а следовательно, и мощности от нуля до номинального значения достаточно изменять E_B и $E_{и}$ на незначительную величину, обычно в пределах 8—10 % номинального.

В рассматриваемой схеме звеном, соединяющим выпрямитель и инвертор, является линия электропередачи, которая может иметь различные длину и исполнение. Возможные способы выполнения линий постоянного тока рассматриваются ниже. Применительно к вставке постоянного тока в данной схеме замещения линия будет отсутствовать, но соотношения (11.1)—(11.4) сохраняют свою силу. В этом случае сопротивления линий переменного тока, подходящих к вставке, будут включены в величины r_B и $r_{и}$.

В настоящее время в качестве преобразователей в электропередачах и вставках постоянного тока повсеместно используются статические управляемые вентильные преобразователи. Эти преобразователи могут быть двух типов — *преобразователи с неполностью управляемыми вентилями* и *преобразователи с полностью управляемыми вентилями*.

К первому типу относится известная трехфазная мостовая схема (рис. 11.3, а). В этой схеме в качестве вентилялей используются обычные тиристоры, у которых контролируется только момент их открытия путем подачи маломощного управляющего импульса на их управляющий электрод. Закрываются такие вентили при переходе протекающего в них тока через нуль, что происходит под воздействием иных факторов (не за счет подачи управляющего сигнала). Такие преобразователи обладают свойствами *преобразователей тока*. Трехфазная мостовая схема была использована при сооружении почти всех существующих ППТ и ВПТ.

К другому типу преобразователей относятся преобразователи, в которых используются полностью управляемые вентили — силовые транзис-

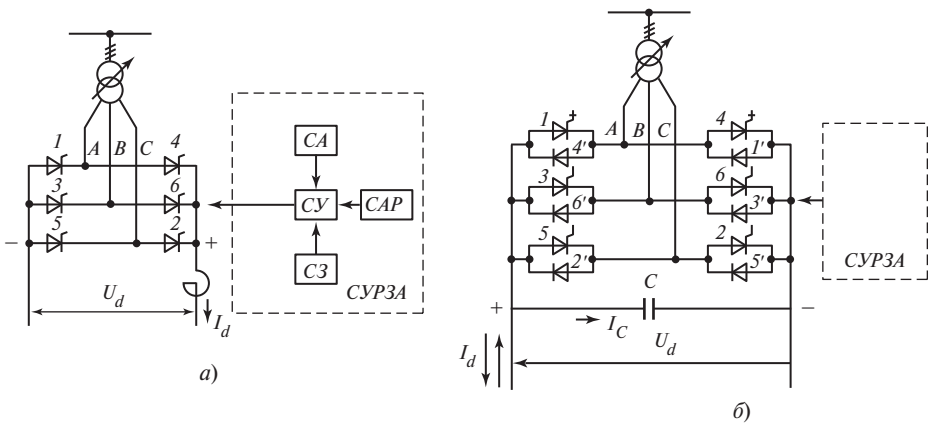


Рис. 11.3. Схемы преобразовательного моста на обычных тиристорах (а) и преобразователях напряжения ПН на полностью управляемых вентилях (б)

торы или запираемые тиристоры (рис. 11.3, б). В этих полупроводниковых приборах, в отличие от неполностью управляемых клапанов, контролируется как момент открытия, так и момент закрытия путем воздействия на их систему управления. Кроме того, в схему входят и неуправляемые диоды. Такие преобразователи получили название *преобразователи напряжения* (ПН). Эта схема обладает иными, значительно улучшенными, энергетическими характеристиками, чем схема на рис. 11.3, а. Нумерация тиристоров (1—6) и диодов (1'—6') соответствует очередности их работы.

Принцип действия преобразователя напряжения основан на следующем. Из постоянного напряжения, неизменность которого обеспечивается конденсатором, с помощью соответствующих законов управления клапанами, формируется несинусоидальное переменное напряжение на клапанной обмотке трансформатора. Вектор основной гармоники этого напряжения может изменять свое значение и фазу по отношению к вектору напряжения сети.

Если вектор напряжения преобразователя отстает от вектора напряжения сети, преобразователь потребляет энергию из сети, т.е. осуществляется режим выпрямителя, если опережает — преобразователь генерирует энергию в сеть, т.е. осуществляется режим инвертирования. Если напряжение преобразователя по своему значению больше напряжения сети, преобразователь генерирует реактивную энергию в сеть, если меньше — преобразователь потребляет реактивную мощность из сети.

Иными словами, преобразователь напряжения, в какой-то степени, подобен синхронной машине.

Для придания напряжению и сетевому току формы, близкой к синусоидальной, используется широтно-импульсная модуляция, благодаря которой выходное напряжение преобразователя формируется из последовательности высокочастотных импульсов разной длительности и полярности. Длительность этих импульсов изменяется так, что их среднее значение за период соответствует заданной форме кривой (синусоида, треугольник и др.). Более подробно работа этой схемы описана в гл. 12 настоящего учебника.

Сопоставляя два типа преобразователей между собой, можно отметить следующие их различия:

преобразователь первого типа может работать как выпрямителем, так и инвертором, но при переходе из одного режима в другой у него меняется полярность выпрямленного напряжения, в то время как полярность тока остается неизменной. У преобразователя второго типа при переходе из режима выпрямления в режим инвертирования меняется направление (полярность) тока, но полярность напряжения не изменяется;

преобразователь первого типа при работе как в режиме выпрямления, так и в режиме инвертирования потребляет из сети значительную реактивную мощность и имеет сугубо несинусоидальную форму тока фазы сети, что принуждает применять фильтрокомпенсирующие устройства

(ФКУ) достаточно большой мощности. Преобразователь второго типа в обоих режимах может генерировать или потреблять реактивную мощность, что исключает необходимость применения мощных компенсирующих устройств. При этом форма тока фазы сети близка к синусоидальной, что значительно уменьшает мощность фильтров;

при использовании преобразователя первого типа короткое замыкание в цепи выпрямленного тока (в самом преобразователе или в линиях) может быть отключено закрытием тиристоров путем снятия с них управляющих импульсов; у преобразователей второго типа этого сделать нельзя из-за наличия в его схеме неуправляемых диодов. Если в составе электропередачи или вставок постоянного тока используют два преобразователя второго типа (один в качестве выпрямителя, другой — инвертора), то короткое замыкание следует отключать двумя выключателями в цепи переменного тока — со стороны выпрямителя и инвертора.

у преобразователя первого типа в цепи выпрямленного тока включен реактор, предназначенный для сглаживания пульсаций этого тока; у преобразователя напряжения такого реактора нет, но между полюсами включен конденсатор, что необходимо по условиям работы вентилей преобразователя;

тиристоры в схеме преобразователя первого типа имеют меньшую стоимость и меньшие потери мощности, чем запираемые тиристоры или транзисторы в схеме преобразователя второго типа.

В настоящее время преобразователи напряжения разработаны на мощность до 1000 МВт при напряжении 300 кВ. Сейчас сооружено несколько ВПТ и кабельных ППТ относительно небольшой мощности (200—300 МВт). Эти преобразователи находятся еще на стадии исследований и опытной эксплуатации. Можно предположить, что в обозримой перспективе мощные дальние ППТ будут сооружаться с использованием преобразователей первого типа с обычными тиристорами, поэтому в дальнейшем речь пойдет о преобразователях, выполненных по схеме рис. 11.3, а.

Современный мощный высоковольтный преобразовательный блок включает в себя не только преобразователь, но и ряд других элементов, составляющих неотъемлемую часть этого блока. Рассмотрим их назначение.

Основным элементом преобразовательного моста являются вентили. В настоящее время в качестве вентилей используются *высоковольтные тиристорные вентили* (ВТВ), собранные из единичных тиристоров, включенных последовательно. Для современных тиристоров необходимости в их параллельном соединении, как правило, нет. Более подробно конструкции ВТВ рассмотрены в § 11.3.

Каждый вентиль характеризуется следующими основными параметрами:

средним значением тока, протекающим через него за период частоты сети $I_{\text{ср}}$;

максимальным значением напряжения $U_{\text{обр max}}$, которое прикладывается к нему как в прямом, так и обратном направлении, когда клапан закрыт, и которое этот клапан должен выдерживать.

В первом приближении можно принять

$$I_{\text{ср}} = \frac{I_d}{3}; \quad U_{\text{обр max}} \approx 1,3U_{d\text{м}},$$

где $U_{d\text{м}}$ — выпрямленное напряжение моста.

Тогда мощность преобразовательного моста будет функцией параметров клапанов:

$$P_{d\text{м}} = U_{d\text{м}}I_d \approx 2,3I_{\text{ср}}U_{\text{обр max}}. \quad (11.5)$$

Отсюда следует: чем выше ток и напряжение клапанов, тем большая единичная мощность моста может быть достигнута. Поэтому усилия инженеров и конструкторов направлены на разработку клапанов с возможно более высокими параметрами.

В настоящее время разработаны конструкции ВТВ, позволяющие получить единичную мощность моста $P_{d\text{м}}$ до 750—800 МВт при напряжении $U_{d\text{м}}$ до 500 кВ. Тем не менее полученная мощность единичного моста и его напряжение могут оказаться недостаточными для преобразования всей мощности ППТ, поэтому необходимо применять последовательное каскадное соединение отдельных преобразовательных мостов. Следует отметить, что к такому соединению мостов необходимо прибегать и при значительно меньшей их мощности по причинам, которые будут рассмотрены ниже.

Другим важным элементом преобразовательного блока является трансформатор, который связывает преобразовательный мост с сетью передающей или приемной системы. Трансформатор выполняет две функции:

- 1) создает необходимое выпрямленное напряжение $U_{d\text{м}}$, что обеспечивается выбором соответствующего коэффициента трансформации;
- 2) электрически отделяет цепь выпрямленного тока от сети переменного тока.

Необходимость такой гальванической развязки объясняется следующим обстоятельством. При глухо заземленной нейтрали сетей 220—500 кВ, куда включаются преобразователи ППТ и ВПТ, потенциалы фаз по отношению к земле жестко фиксированы и в нормальных режимах не превышают амплитуды фазного напряжения. В то же время потенциалы отдельных мостов по отношению к земле при их последовательном соединении различны, и потенциал полюса может существенно превышать потенциал фазы. Так, например, при $U_d = \pm 750$ кВ и напряжении сети 500 кВ потенциал полюса равен 750 кВ, амплитуда фазного напряжения сети составляет 407,5 кВ. Отсюда необходимость их электрического разделения.

Обмотку трансформатора, присоединенную к питающей сети, обычно называют *сетевой обмоткой*, а обмотку, подключенную к вентильному мосту, *вентильной*. Группами соединений обмоток трансформатора, которые обычно применяются на практике, являются $Y/Y-12$ или $Y/\Delta-11$. При этом с целью уменьшения содержания токов высших гармоник в токе фазы эти группы обычно используют в сочетании друг с другом.

Трансформатор может быть как двухобмоточный, так и многообмоточный, обычно трех- или четырехобмоточный. В последнем случае одна из обмоток — сетевая, две — вентильные, присоединенные к двум последовательно включенным мостам, к четвертой обмотке могут подключаться фильтры высших гармоник или синхронный компенсатор.

Вентили, применяемые в схеме моста, обладают свойством управляемости, т.е. они могут открыться только при подаче на управляющий электрод вентиля электрического импульса относительно небольшой мощности, в последних конструкциях — светового импульса. Изменяя момент подачи этого импульса (сдвиг по фазе), можно в широких пределах регулировать параметры режима моста (мощность, напряжение), переводить мост из выпрямительного режима в инверторный и наоборот. Важно отметить, что изменение режима может осуществляться практически безынерционно.

Управление режимом моста может осуществляться с помощью системы управления *СУ*, показанной на рис. 11.3, которая генерирует управляющие импульсы, распределяет их по вентилям моста и осуществляет необходимый сдвиг их по фазе относительно питающего напряжения.

На систему управления воздействует система автоматического регулирования *САР*, поддерживающая неизменными параметры режима, например ток в линии, передаваемую мощность и ряд других, в заданных пределах путем изменения фазы подаваемых импульсов. На эту же систему *СУ* воздействует система защиты *СЗ*, которая автоматически снимает передачу управляющих импульсов на вентили при возникновении аварийных ситуаций в преобразовательном мосту или в линии. Кроме того, на *СУ* воздействует система автоматики *СА*, которая осуществляет, например, автоматический ввод моста в работу после действия защиты и выполняет ряд других функций. Все эти системы объединены в один комплекс *СУРЗА* (система управления, регулирования, защиты, автоматики), являющийся неотъемлемой частью преобразовательного блока. На современных ППТ и ВПТ *СУРЗА* выполняется с использованием микропроцессорной техники.

Трансформатор и *СУРЗА* являются обязательными элементами обоих типов преобразователей, приведенных на рис. 11.3, *а*.

На рис. 11.3, *а* в полюс моста включен реактор. Обычно этот реактор включается в каждый полюс линии. Он предназначен для сглаживания пульсаций выпрямленного тока и исключает совместно с фильтрами, установленными на полюсах, проникновение переменных токов высших гармоник в линию. Кроме того, этот реактор ограничивает скорость изменения тока при авариях на линии, что диктуется условиями работы

вентилей, а также защищает оборудование подстанции и прежде всего преобразовательные мосты от волн перенапряжений, которые могут приходиться с линии. Для вставок постоянного тока такие реакторы также необходимы. Здесь они включаются непосредственно между выпрямителем и инвертором.

Одним из обязательных элементов преобразовательного блока являются *фильтрокомпенсирующие устройства* (ФКУ). Они предназначены для компенсации токов высших гармоник и реактивной мощности. В состав ФКУ входят фильтры токов высших гармоник, батареи статических конденсаторов, синхронные компенсаторы или статические регулируемые источники реактивной мощности. Схемы включения и состав элементов ФКУ могут быть различны. Так, например, фильтры могут включаться как на дополнительную обмотку трансформатора преобразователя, так и непосредственно на шины сети. Синхронные компенсаторы могут также быть включены или на шины сети через дополнительные трансформаторы, или же на дополнительную обмотку преобразовательного трансформатора. Целесообразность размещения фильтров высших гармоник в той или иной точке схемы преобразовательного блока во многом определяется параметрами примыкающей сети переменного тока и ее частотными характеристиками.

Как уже отмечалось, максимальная мощность преобразовательных мостов, разработанных к настоящему времени, достигает 750—800 МВт, что достаточно для решения существующих задач. В принципе, при достигнутых параметрах тиристорных преобразовательных мостов можно конструировать на значительно большие мощности. Однако здесь возникает ограничение, связанное с возможностью выполнения трансформаторов, питающих такие преобразователи.

Отсюда возникает проблема увеличения мощности всей передачи при ограниченной мощности преобразовательных мостов. Эту проблему можно разделить на две: 1) увеличение мощности электропередач постоянного тока и 2) увеличение мощности вставок постоянного тока.

Для электропередач, особенно дальних, как известно, важнейшим фактором увеличения передаваемой мощности является повышение напряжения линии. Поэтому увеличение мощности электропередачи и одновременно ее напряжения может быть достигнуто за счет последовательного (каскадного) соединения нескольких преобразовательных мостов. При этом напряжение полюса равно сумме напряжений отдельных мостов. Для ограничения числа последовательно включенных мостов с целью упрощения схемы подстанции, необходимо, чтобы каждый мост имел достаточно высокое выпрямленное напряжение, что, естественно, увеличивает стоимость оборудования.

Однако для очень мощной электропередачи этого решения может быть недостаточно. Для увеличения ее мощности в этом случае необходимо увеличить еще и ток полюса. С этой целью прибегают к параллельному соединению двух ветвей, в каждую из которых входят несколько последо-

вательно соединенных преобразовательных мостов. Такое решение может быть объяснено тем, что пока еще нет возможности изготовить оборудование, в том числе и линейные реакторы, на необходимые номинальные токи.

Другим путем увеличения мощности дальней электропередачи является сооружение второй параллельной цепи линии. Выбор того или иного варианта решения задачи должен производиться на основании тщательных технико-экономических сопоставлений. Возможные схемы увеличения мощности ППТ приведены на рис. 11.4.

У вставок постоянного тока нет линии, значит, нет и необходимости значительно увеличивать выпрямленное напряжение, что положительно сказывается на стоимости оборудования и упрощает конструктивные решения. Поэтому в ВПТ увеличение мощности достигается за счет параллельного включения преобразовательных блоков относительно меньшей мощности и более низкого, чем в ППТ, напряжения. При этом увеличение мощности ВПТ может осуществляться и в дальнейшем по мере необходимости за счет параллельного включения новых блоков.

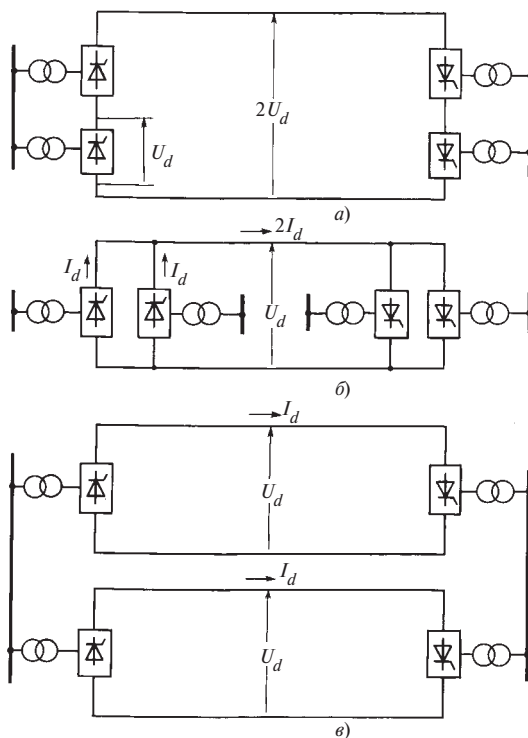


Рис. 11.4. Возможные схемы увеличения мощности ППТ:

а — увеличение напряжения полюс—полюс; б — увеличение тока полюса; в — двухцепная линия

В то же время и здесь приходится прибегать к каскадному соединению преобразовательных мостов отдельных блоков, чтобы уменьшить содержание токов высших гармоник в сетевом токе преобразователя.

Выше говорилось о возможных схемах преобразовательных подстанций. Теперь рассмотрим возможные схемы выполнения самих электропередач постоянного тока.

Поскольку цепи переменного и постоянного тока в ППТ электрически не связаны, то, если в цепи постоянного тока отсутствует связь с землей, потенциалы относительно земли в этой цепи будут определяться случайными факторами, главным образом токами утечки по изоляции, что недопустимо, так как в этом случае невозможно осуществить координацию изоляции. Поэтому хотя бы одна из точек в цепи постоянного тока должна быть заземлена. На практике в ППТ обычно заземляют две точки. Это могут быть или один из полюсов передачи, или средние точки преобразовательных подстанций.

В первом случае, когда с двух сторон заземляется один из полюсов передачи, провод этого полюса обычно отсутствует, его роль выполняет земля. Для постоянного тока сопротивление земли равно нулю. Поэтому сопротивление заземленного полюса будет определяться только сопротивлением растекания заземлителей, с помощью которых полюс соединяется с землей. Это сопротивление имеет очень малую величину (0,05—0,15 Ом) и поэтому не оказывает влияния на режим передачи. В результате для электропередачи требуется только один полюс, подвешенный на изоляторах, если линия воздушная, или однопольный кабель, проложенный в земле или по дну морского пролива. Такие передачи называются *униполярными*, или *монопольными*. Схема униполярной ППТ приведена на рис. 11.5, а.

Обычно электропередачи такого типа сооружаются при пересечении больших водных пространств, например морских проливов. Для передачи мощности от выпрямителя к инвертору требуется проложить однопольный кабель, рассчитанный на напряжение полюс—земля. Заземляющие электроды закладываются в землю непосредственно на берегу или опускаются прямо в воду. В последнем случае применяются мероприятия по защите рыбы от воздействия тока растекания.

По такой схеме выполнен целый ряд электропередач: Италия — о-в Сардиния в Средиземном море, Швеция—Дания через пролив Скагеррак в Балтийском море, Швеция—Финляндия через Ботнический залив и ряд других. На электропередаче Швеция—Финляндия, которая является самой мощной из униполярных передач, проложен кабель длиной 200 км всего лишь с одной соединительной муфтой.

Использование земли для возврата тока имеет и свои отрицательные стороны. Наиболее существенным недостатком здесь является возможность коррозионного разрушения металлических инженерных сооружений — трубопроводов и кабелей, проложенных в земле вблизи заземления. Часть тока передачи будет распространяться по этим сооружениям и, сте-

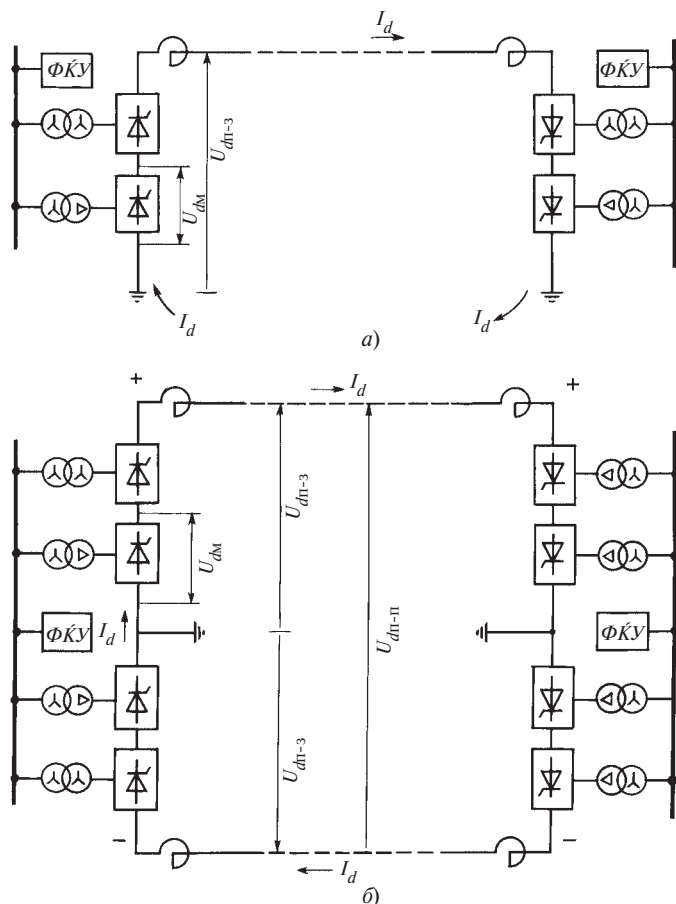


Рис. 11.5. Возможные схемы выполнения электропередач постоянного тока:
 а — схема униполярной передачи; б — схема биполярной передачи

кая с них, может вызвать их повреждения за счет электролиза вплоть до образования отверстий в трубопроводах или оболочках кабелей. Последствия этого очевидны.

На основании расчетов и экспериментальных исследований установлено, что при токе заземленного полюса, равном 1 кА, радиус опасной зоны вокруг заземлителя составляет около 5 км. Для подземных сооружений, расположенных в этой зоне, необходимо применение катодной защиты. В некоторых случаях, когда линия прокладывается в местности, где много подземных инженерных сооружений, например при глубоком вводе в город, для того чтобы избежать растекания тока по земле, заземленный полюс выполняется в виде кабеля, жила которого заземлена. Область применения униполярных ППТ — передача относительно небольших мощ-

ностей (несколько сотен мегаватт) на сравнительно небольшие расстояния, главным образом при пересечении водных преград.

Для мощных электропередач применяют другую схему, где линия выполнена с двумя полюсами, каждый из которых изолирован от земли. Заземляются средние точки преобразовательных подстанций, расположенных по концам передачи. Такая передача называется *биполярной*. Схема одной цепи такой передачи приведена на рис. 11.5, б. Иногда такую цепь называют *биполем*. При необходимости увеличения мощности передачи сооружают вторую такую же цепь. Так сделано на ППТ Итайпу, где мощность каждого биполя составляет 3150 МВт.

Благодаря тому, что средние точки преобразовательных подстанций заземлены, каждая цепь (биполь) может быть разделена на две независимые полуцепи. В нормальных режимах ток от выпрямителя к инвертору передается по положительному полюсу линии и возвращается по отрицательному. При равной нагрузке обеих полуцепей ток в земле равен нулю. Однако на практике невозможно обеспечить полную идентичность параметров оборудования и параметров режима каждой из полуцепей. Поэтому некоторый небаланс может быть, и ток в земле не будет равен нулю. Однако он много меньше тока полюса, и в дальнейшем его не будем учитывать. При выходе одной полуцепи из работы другая продолжает работать, но с возвратом тока через землю. При этом мощность передачи уменьшается вдвое, но, тем не менее, передача, хотя и со сниженной мощностью, продолжает работать.

Для мощных электропередач, где ток полюса составляет несколько тысяч ампер, зона опасного влияния тока в земле значительно больше упомянутой ранее. Поэтому точки заземления с помощью специальных линий выносятся на расстояние в несколько десятков километров от преобразовательных подстанций туда, где нет подземных инженерных сооружений.

Для биполярных передач различают два вида напряжения линии: напряжение полюс—земля $U_{dп-з}$ и напряжение полюс—полюс $U_{dп-п}$. Очевидно, что напряжение полюс—полюс в 2 раза больше напряжения полюс—земля. Поэтому передача с напряжением, например, ± 500 кВ и передача 1000 кВ — это одна и та же передача.

Область применения биполярных электропередач — передача больших мощностей на большие расстояния. По биполярной схеме выполнены все мощные и дальние электропередачи постоянного тока, построенные к настоящему времени: Итайпу (Бразилия), Тихоокеанская (США), Кабора Басса — Апполо (Мозамбик — ЮАР) и многие другие. По этой же схеме строилась электропередача Экибастуз—Центр. Следует, правда, отметить, что к биполярным передачам прибегают и в других случаях, например ППТ Англия—Франция, проложенная через пролив Ла-Манш, выполнена как биполярная. Одной из причин, приведших к такому решению, было стремление избежать влияния магнитного поля однополюсной линии на навигационные приборы судов, идущих по проливу.

Линии постоянного тока как униполярные, так и биполярные не имеют линейных выключателей. Их роль с успехом выполняют управляемые вентили преобразователя (только для преобразователей первого типа). При возникновении аварийных ситуаций в линии постоянного тока достаточно снять управляющие импульсы с вентилях выпрямителя (закрыть вентили) или перевести выпрямитель в инверторный режим для разряда емкости линии, чтобы ток в линии прекратился. Закрытие вентилей может быть выполнено как вручную дежурным персоналом подстанции, так и автоматическими устройствами защиты, реагирующими на возникновение повреждения.

Отсутствие линейных выключателей упрощает конструкцию преобразовательной подстанции и благоприятно отражается на ее экономических показателях. Однако такое решение может быть принято лишь для магистральных электропередач, т.е. передач, не имеющих промежуточных подстанций. Для передач с промежуточными подстанциями (многоподстанционные передачи постоянного тока МППТ) необходимо применение выключателей постоянного тока, предназначенных для локализации аварий, которые могут возникнуть на отдельных участках передачи.

Создание выключателя высокого напряжения постоянного тока представляет собой весьма сложную техническую задачу, решение которой требует проведения серьезных научно-исследовательских и конструкторских проработок. Пути решения этой задачи найдены.

В настоящее время в России и за рубежом разработаны опытные образцы высоковольтных выключателей постоянного тока напряжением до 750 кВ, однако применения в практике они пока не нашли. Для промежуточного отбора мощности от ППТ необходимо в точке отбора соорудить преобразовательную подстанцию. При этом необходимо, чтобы туда можно было подать напряжение от местной энергосистемы для обеспечения работы инвертора. Эта промежуточная преобразовательная подстанция может быть включена в линию последовательно или параллельно, как это показано на рис. 11.6.

При последовательном включении часть преобразовательных мостов как бы разнесена по линии от конечных подстанций в промежуточные точки. Каждая из промежуточных подстанций может работать как в выпрямительном, так и инверторном режиме. При работе в выпрямительном режиме энергия промежуточной системы поступает в линию постоянного тока, при работе в инверторном — отбирается от линии и поступает в эту промежуточную систему.

Недостатком схемы последовательного отбора мощности является зависимость работы всех подстанций друг от друга. Это проявляется в трудности регулирования мощности отдельных подстанций, поскольку ток в последовательной цепи должен оставаться неизменным для всех ее участков. Выход из работы любой из подстанций в результате аварии может привести к прерыванию тока и обесточиванию всех остальных подстанций. Поэтому промежуточные подстанции должны быть оборудованы

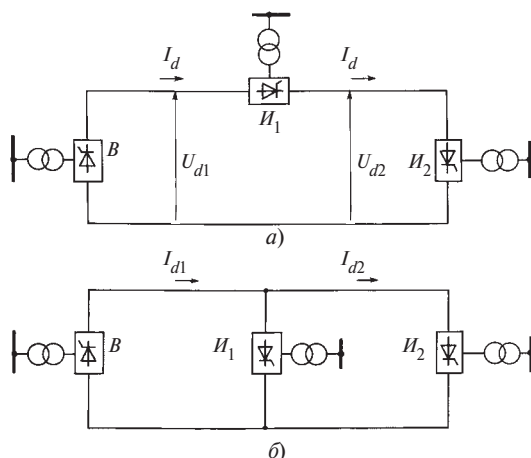


Рис. 11.6. Схемы отбора мощности от ППТ:

a — последовательный отбор мощности; *б* — параллельный отбор мощности; *B* — выпрямитель; *I*₁, *I*₂ — инверторы

шунтирующими аппаратами, в том числе и шунтирующими вентилями, которые автоматически включаются при аварии на данной подстанции.

Параллельное включение промежуточных подстанций, во-первых, позволяет осуществить независимое регулирование мощности на всех подстанциях и изменять ее направление, т.е. переходить на любой из подстанций из режима выпрямителя в режим инвертирования и наоборот; во-вторых, параллельное включение позволяет перейти к созданию высоковольтной сети постоянного тока, предназначенной для связи нескольких промежуточных энергосистем.

Недостаток схемы ППТ с параллельным отбором мощности состоит в необходимости использования выключателей постоянного тока для отключения поврежденных участков. Выключатели могут быть заменены разъединителями с дистанционным приводом. Но в этом случае необходимо сначала обесточить всю передачу, затем в бестоковую паузу отключить поврежденный участок передачи и снова ее включить. Обесточивание передачи может быть осуществлено снятием управляющих импульсов с преобразователей, работающих выпрямителем (закрытием вентилей). Все это осуществляется средствами защиты и автоматики электропередачи. На пятиподстанционной ППТ Канада—США использован именно этот метод. Этот же метод используется на электропередаче Италия — о-в Корсика — о-в Сардиния с отбором мощности на о-ве Корсика.

В случае если какие-то преобразовательные подстанции в схеме их параллельного включения должны работать как в выпрямительном, так и в инверторном режиме, то на таких подстанциях необходимо иметь устройство для переключения полярности полюсов преобразователя, чтобы изменять направление тока в преобразователе при сохранении полярно-

сти напряжения линии. При использовании преобразователей напряжения, где полярность остается неизменной, такие устройства не нужны.

Для вставок постоянного тока, как уже отмечалось, нет необходимости увеличивать напряжение и мощность преобразовательного блока. Увеличение мощности вставки достигается параллельным включением нескольких блоков аналогично тому, как это делается на электростанциях при параллельном включении генераторов. В качестве примера может быть приведена ВПТ Россия — Финляндия в г. Выборге. Она состоит из четырех одинаковых комплектных высоковольтных преобразовательных устройств (КВПУ) мощностью по 355 МВт каждое и включенных с одной стороны на шины 330 кВ, куда заходят линии от системы Ленэнерго, с другой — на шины 400 кВ, связанные с энергосистемой Финляндии. Каждое КВПУ размещено в отдельном здании, где также расположены все системы, обслуживающие преобразователи (СУРЗА, система охлаждения и др.).

Каждый из преобразователей (выпрямитель и инвертор) благодаря применению тиристорных вентилях, которые могут практически мгновенно включаться и столь же мгновенно отключаться (время включения для мощных тиристоров составляет несколько десятков, а выключения — несколько сотен микросекунд), по существу, является быстродействующим переключателем. Поэтому принцип действия преобразователя основан на поочередном подключении фаз сети переменного тока к линии постоянного тока таким образом, чтобы в этой линии сохранялись неизменными полярность полюсов линии и направление тока. Такие переключения осуществляются 6 раз за каждый период частоты сети переменного тока, т.е. через каждые 0,0033 с. Изменяя момент подачи управляющего импульса на вентили, можно изменять как величину, так и полярность выпрямленного напряжения. В последнем случае осуществляется переход из режима выпрямления в режим инвертирования и наоборот.

В преобразовательной технике принято измерять временные интервалы не в единицах времени, а в электрических углах (1 град. равен 55,5 мкс) и все временные интервалы измеряются в углах (10 град., 20 град. и т.д.). При угле управления преобразователем, равном нулю ($\alpha = 0$), на его выходе будет наибольшее выпрямленное напряжение. При изменении угла α от 0 до 90 град. это напряжение будет снижаться и при электрическом угле $\alpha = 90^\circ$ будет равно нулю. При дальнейшем увеличении угла α сверх 90° полярность напряжения изменится на противоположную и преобразователь перейдет в режим инвертирования (рис. 11.7). Нетрудно видеть, что напряжение на выходе моста образовано отрезками синусоид междофазных напряжений вентильной обмотки трансформатора преобразователя. Для сглаживания имеющихся пульсаций и предназначен реактор, который включается последовательно в цепь выпрямленного тока. За реактором на стороне линии при этом будет постоянное без пульсаций напряжение, значение и знак которого также будут зависеть от угла α .

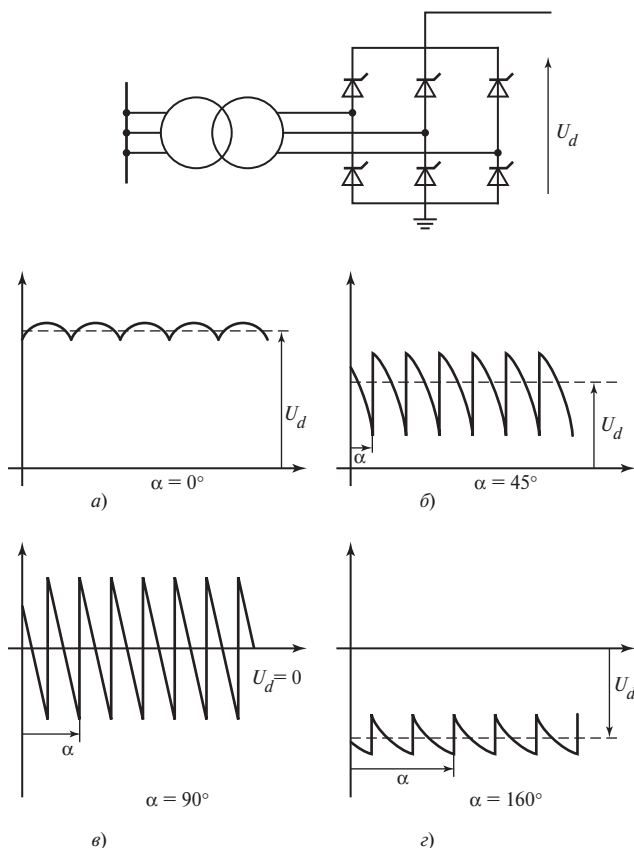


Рис. 11.7. Выпрямленное напряжение моста при различных значениях угла управления α :
 а, б — выпрямительный режим; в — граница перехода в инверторный режим; г — инверторный режим

На возможности быстрого изменения углов управления преобразователями и основана система автоматического регулирования ППТ и ВПТ. При этом система включает в себя несколько регуляторов и делится на две подсистемы — первичного и вторичного регулирования. Первая из них быстродействующая, вторая действует с некоторым замедлением.

Одними из основных регуляторов подсистемы первичного регулирования являются регуляторы тока, которые устанавливаются как на выпрямителе, так и на инверторе. Их назначением является поддержание заданного тока в линии, который называется током уставки. Регулятор тока выпрямителя через систему управления вентилями воздействует на изменение выпрямленного напряжения, регулятор тока инвертора — на изменение противоЭДС последнего.

При возникновении ситуации, когда ток в линии стремится к увеличению, например при коротком замыкании в линии, в действие вступает

регулятор тока выпрямителя. Сравнивая ток в линии с заданным значением (током уставки), этот регулятор выявляет положительное приращение тока и воздействует на систему управления вентилями, увеличивая угол α и снижая тем самым выпрямленное напряжение. В результате ток в линии возвращается к заданному значению.

При стремлении тока в линии к снижению, например при снижении напряжения в передающей системе в результате каких-то аварийных ситуаций в ней, регулятор тока инвертора выявляет отрицательное приращение тока линии и воздействует на свою систему управления, снижая противоЭДС инвертора и возвращая тем самым ток линии к заданному значению. Ток уставки регулятора тока инвертора составляет 90—95 % тока уставки регулятора выпрямителя.

Таким образом, ток в линии как бы зажат между токами уставок двух регуляторов и не может ни увеличиться, ни уменьшиться. Именно поэтому межсистемная электропередача постоянного тока не приводит к взаимному увеличению токов коротких замыканий в связываемых системах и никакие аварийные ситуации в одной из систем не вызывают каких-либо возмущений в другой, что и подтверждается опытом эксплуатации существующих ППТ и ВПТ. На токи уставок двух регуляторов тока воздействует регулятор мощности, который поддерживает заданную мощность, передаваемую по линии, или же изменяет эту мощность в соответствии с заданным графиком нагрузки. Если выпрямитель и инвертор разделены большим расстоянием, необходим телеканал связи, чтобы изменять уставки тока двух регуляторов одновременно. Наличие регулятора мощности в особенности целесообразно на межгосударственных связях, поскольку он строго обеспечивает в любой период времени передачу оговоренной контрактом мощности вне зависимости от возможных коллизий в приемной системе и облегчает тем самым коммерческие расчеты.

Помимо указанных выше регуляторов ППТ и ВПТ оснащены еще рядом регулирующих устройств. К ним относятся:

- регулятор угла закрытия вентилей инвертора, предназначенный для обеспечения устойчивой работы последнего при некоторых аварийных ситуациях, главным образом при коротких замыканиях в приемной системе;

- регулятор угла α на выпрямителе, исключающий длительную работу последнего при повышенных значениях этого угла, что ведет к увеличению потребления реактивной мощности из сети;

- регулятор баланса токов полуцепей, предназначенный для снижения до минимума тока в земле.

Кроме перечисленных могут использоваться и другие регулирующие устройства, однако эти регуляторы не оказывают такого воздействия на режим ППТ или ВПТ, как регуляторы тока и мощности.

В целом регулирующие устройства выпрямителя и инвертора имеют различные алгоритмы работы и различное программное и аппаратное исполнение. В случае, если данная электропередача является реверсив-

ной, т.е. если по ней мощность может передаваться как в одном, так и в другом направлении, и преобразователи могут работать в режиме как выпрямителя, так и инвертора, то на них должен быть установлен двойной комплект регуляторов.

11.4. Энергетические характеристики преобразователей

Благодаря тому что преобразователь является быстродействующим переключателем, каждая фаза вентильной обмотки трансформатора поочередно включается в цепь постоянного тока. При этом направление тока в обмотке меняется дважды за период частоты сети (рис. 11.8). В результате в каждой фазе протекает переменный ток, форма которого близка к трапеции, но в первом приближении может быть принята прямоугольной. Этот ток может быть представлен как сумма токов синусоидальной формы различных частот. Среди них есть ток 1-й гармоники, частота которого равна частоте сети, и токи высших гармоник. В токе преобразователя содержатся токи 5, 7, 11, 13-й и более высоких гармоник, частоты которых в соответствующее количество раз превышают частоту сети.

Энергия из сети переменного тока в сеть постоянного тока передается только током 1-й гармоники. Токи высших гармоник создают так называемую мощность искажения, которая приводит к дополнительному нагреву трансформатора преобразователя и другим нежелательным последствиям.

Если выделить из тока фазы трансформатора ток 1-й гармоники, то он будет сдвинут в сторону отставания на некоторый угол, близкий к углу управления вентилями, по отношению к напряжению сети

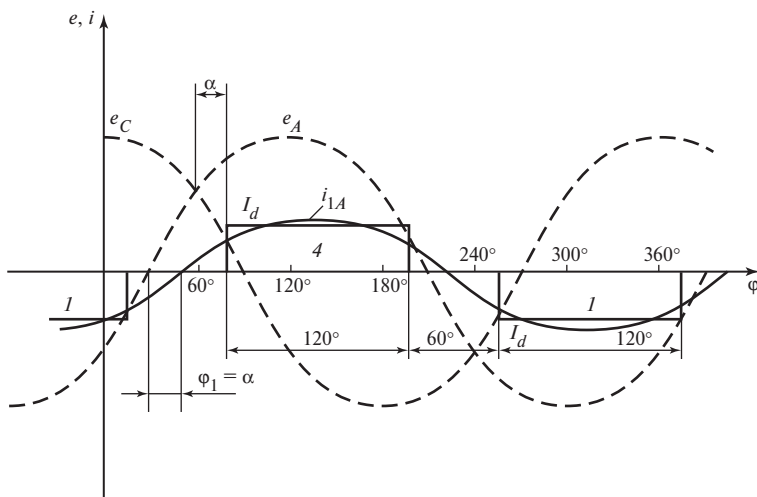


Рис. 11.8. Ток фазы A вентильной и сетевой обмоток преобразовательного трансформатора при соединении его обмоток по схеме $Y/Y-12$:

I , 4 — токи соответствующих вентиляей

(рис. 11.8). Это говорит о том, что выпрямитель потребляет из сети не только активную мощность, которая вся, за исключением незначительных потерь в трансформаторе и преобразователе, передается в сеть постоянного тока, но и реактивную мощность. Инвертор же генерирует в сеть активную и потребляет из сети реактивную мощность. Потребляемая преобразователями реактивная мощность достаточно велика и обычно составляет 50—60 % активной.

Это, в свою очередь, означает, что преобразовательные подстанции, мощность которых может измеряться многими сотнями и тысячами мегаватт, нуждаются в компенсирующих устройствах, способных генерировать эту реактивную мощность. Ни передающая, ни приемная системы ППТ или ВПТ не в состоянии обеспечить покрытие такой мощности, так как это может привести к нарушению баланса реактивной мощности систем с соответствующими тяжелыми последствиями. Поэтому компенсирующие устройства должны устанавливаться непосредственно на самих преобразовательных подстанциях, что приводит к увеличению их стоимости. В качестве компенсирующих устройств используются фильтры токов высших гармоник (40—60 % потребной реактивной мощности), синхронные компенсаторы, батареи статических конденсаторов и другие источники реактивной мощности.

Сказанное выше относится ко всем существующим и многим строящимся ППТ и ВПТ, где используются преобразователи, основанные на использовании тиристоров, у которых контролируется только момент их открытия, но не закрытия.

Если в качестве преобразователей применять преобразователи напряжения, то проблема компенсации реактивной мощности снимается. Такой преобразователь, работая выпрямителем или инвертором, может одновременно обеспечивать баланс реактивной мощности в узле сети, где он включен, стабилизируя напряжение этого узла. Что же касается токов высших гармоник, то применение широтно-импульсной модуляции позволяет получить форму тока сети, близкую к синусоиде. Имеющиеся незначительные токи высших гармоник могут быть компенсированы фильтрами, мощность которых много меньше, чем при использовании преобразователей с обычными тиристорами.

Некомпенсированные токи высших гармоник, проникая от преобразовательной подстанции в прилегающую сеть переменного тока, могут вызвать ряд весьма нежелательных последствий. К их числу относятся:

- увеличение потерь мощности и энергии в элементах сети переменного тока, главным образом в электрических машинах;

- значительные помехи линиям связи, сигнализации и автоблокировки;

- перегрев конденсаторных батарей, что может привести к выходу их из работы;

- резонансные явления в электрической сети с возможностью пробоя изоляции;

- отрицательные воздействия на вычислительные комплексы.

Отсюда следует, что токи высших гармоник, которые генерируются преобразователями, выпускать в сеть нельзя, их нужно компенсировать на самой преобразовательной подстанции. В настоящее время разработаны достаточно эффективные пути решения этой проблемы.

Сейчас широко используются два метода. Первый из них состоит в том, что два каскадно включенных преобразователя подключаются к трансформаторам с различными группами соединения обмоток, например $Y/Y-12$ и $Y/\Delta-11$, что обеспечивает сдвиг по фазе между напряжениями вентильных обмоток на электрический угол 30° . В результате компенсируются токи 5-й и 7-й гармоник, имеющие наибольшие значения, и некоторые другие. Временные диаграммы токов сетевых обмоток трансформаторов с различными группами соединений, а также их суммарный сетевой ток приведены на рис. 11.9. Как можно видеть, этот ток несколько ближе к синусоиде, чем его составляющие, однако в нем также содержатся высшие гармоники. Отсюда необходимость в использовании другого пути их компенсации.

Второй путь заключается в применении фильтров высших гармоник. Простейший фильтр представляет собой последовательное соединение индуктивности и емкости, настроенных в резонанс на частоту заданной гармоники. В этом случае сопротивление фильтра для этой гармоники близко к нулю, ее ток отфильтровывается на землю и не выходит в сеть. При этом для 1-й гармоники этот фильтр является генератором реактивной мощности и участвует в обеспечении ее баланса на подстанции.

Обычно на преобразовательных подстанциях оба эти пути используются одновременно. Существующие методы расчета фильтров и учета

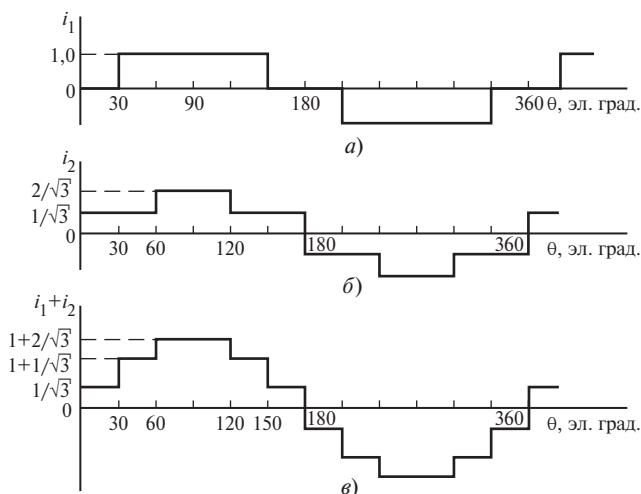


Рис. 11.9. Токи сетевых обмоток трансформаторов с различными схемами соединения обмоток:

a — для схемы Y/Y ; b — для схемы Y/Δ ; c — суммарный сетевой ток двух преобразователей

частотных характеристик сети позволяют практически полностью компенсировать токи высших гармоник. Естественно, необходимость применения фильтров высших гармоник также приводит к увеличению стоимости преобразовательной подстанции.

В настоящее время ведутся интенсивные работы по исследованию и применению активных фильтров как на стороне постоянного, так и переменного тока преобразовательных подстанций, что позволит более кардинально решить эту проблему.

Электрпередача постоянного тока так же, как передача переменного тока, имеет коэффициент полезного действия, который определяется потерями мощности и энергии в элементах этой передачи. В данном случае эти потери складываются из потерь мощности и энергии в оборудовании преобразовательных подстанций и в линии постоянного тока. Относительные потери мощности в основном оборудовании подстанций и расход мощности на собственные нужды в процентах от номинальной мощности подстанции приводятся ниже:

Преобразовательные трансформаторы.	1,3—1,5 %
Преобразователи.	0,5—0,7 %
Фильтры высших гармоник.	0,018—0,020 %
Линейные реакторы.	0,17—0,20 %
Собственные нужды.	0,1 %
Всего.	2,1—2,5 %

Как можно видеть, преобразовательная подстанция с точки зрения потерь мощности является достаточно экономичным элементом.

Основные потери в этих электрпередачах — это потери в линии:

$$\Delta P_{\text{л}} = 2I_d^2 r_0 l, \quad (11.6)$$

где I_d — ток в полюсе линии; l — длина линии; r_0 — удельное сопротивление полюса на 1 км длины.

Удельное сопротивление полюса линии определяется его конструкцией, которая выбирается на основании детальных технико-экономических сопоставлений. Важную роль играет длина линии. При относительно короткой линии (800—900 км) потери в ней могут составлять 4—5 %; при достаточно длинной (2—2,5 тыс. км) — 8—10 % передаваемой мощности.

На основании изложенного можно сделать следующий вывод. Электрпередача и вставка постоянного тока обладают свойствами, отсутствующими у обычных линий переменного тока, а именно:

у электрпередач постоянного тока отсутствует предел по передаваемой мощности, определяемый устойчивостью совместной работы связываемых электроэнергетических систем;

электрпередачи и вставки постоянного тока являются гибкими, управляемыми элементами электроэнергетической системы, что позво-

ляет повысить надежность и устойчивость совместной работы систем переменного тока;

преобразователи с обычными тиристорами потребляют значительную реактивную мощность и могут генерировать в сеть переменного тока токи высших гармоник; компенсация этих качеств требует дополнительных капиталовложений и повышает стоимость преобразовательных подстанций.

11.5. Воздушные и кабельные линии постоянного тока. Основное оборудование преобразовательных подстанций

Воздушная линия постоянного тока отличается от линии переменного тока главным образом конструкцией опор. Возможные конструкции опор для различных типов линий постоянного тока приведены на рис. 11.10. Для этих опор требуется меньший расход стали, и они проще по конструкции по сравнению с опорами линии переменного тока сопоставимого класса напряжения и пропускной способности. На рис. 11.11 показана металлическая свободная опора воздушной линии ± 400 кВ.

На рис. 11.12 приведены конструкции промежуточных опор линии 1150 кВ переменного тока и линии ± 750 кВ постоянного тока, начерченные в одном масштабе. Эти линии имеют примерно одинаковую пропускную способность (около 6000 МВт). Масса опоры переменного тока 19,8 т, опоры постоянного тока — 9,4 т. Примерно такие же соотношения существуют и для других сопоставимых линий переменного и постоянного тока. При этом для линии постоянного тока ширина полосы отчуждения на 25—30 % меньше, чем для линии переменного тока. Отсюда меньшая стоимость линии постоянного тока при прочих равных исходных данных.

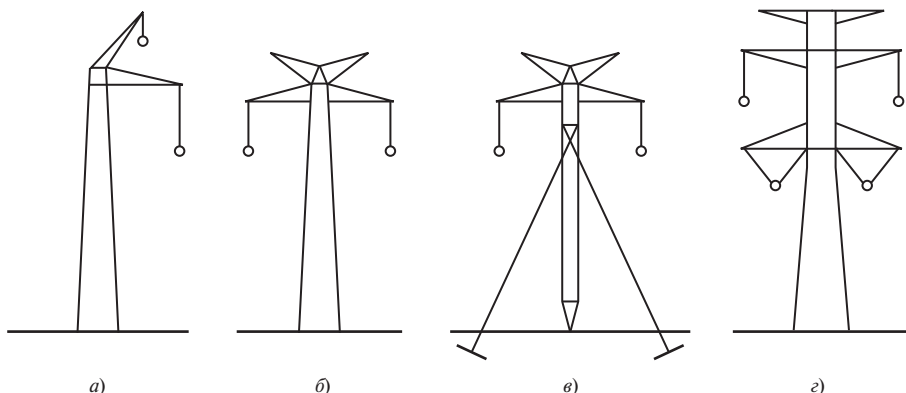


Рис. 11.10. Схемы опор для ВЛ постоянного тока:

a — промежуточная свободная опора для униполярной ВЛ; *б* — промежуточная свободная опора для биполярной ВЛ; *в* — промежуточная опора на оттяжках для биполярной ВЛ; *г* — промежуточная свободная опора для двухцепной (квадрупольной) ВЛ



Рис. 11.11. Воздушная линия постоянного тока ± 400 кВ на металлических свободстоящих опорах

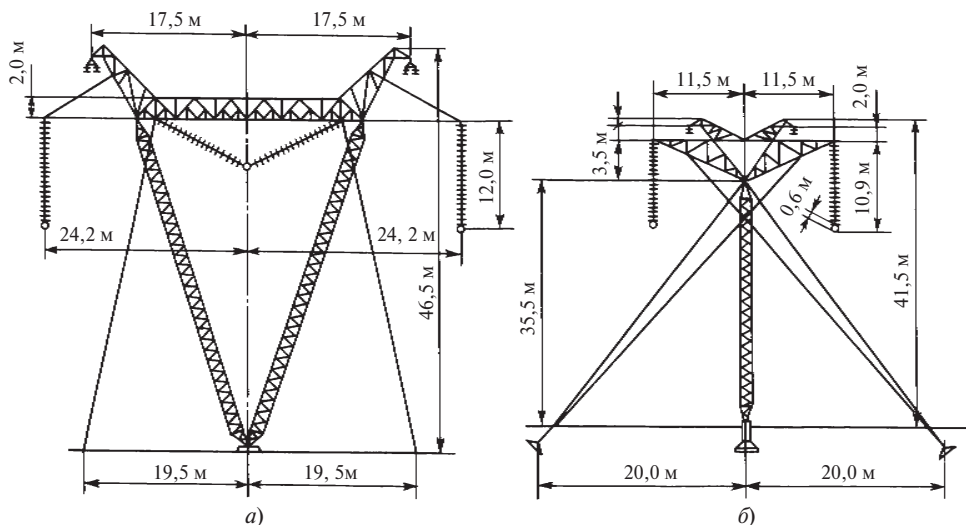


Рис. 11.12. Промежуточные опоры электропередач переменного и постоянного тока в одном масштабе:

a — опора ВЛ переменного тока 1150 кВ Экибастуз—Урал: пропускная способность 5000 МВт, плотность тока 0,95 А/мм², провод 8×АС 330, общая масса опоры 19,8 т; *б* — опора ВЛ постоянного тока 1500 кВ Экибастуз—Центр: пропускная способность 6000 МВт, плотность тока 0,66 А/мм², провод 5×АС 120, шаг расщепления 600 мм, общая масса опоры 9,4 т

Условия работы линейной изоляции на постоянном напряжении существенно отличаются от условий ее работы на переменном напряжении. В линиях переменного тока распределение напряжения по гирлянде изоляторов определяется главным образом собственными емкостями каждого изолятора и его емкостями между изолятором и проводом, и изолятором и землей. В результате этого загрязнение поверхности изоляторов относительно мало сказывается на распределении напряжения по ним. В линиях постоянного тока емкости изоляторов не участвуют в распределении напряжения по гирлянде. Это распределение определяется сопротивлениями поверхностных утечек изоляторов, которые связаны с загрязнением их поверхностей. При чистых сухих изоляторах распределение напряжения по ним равномерное, но при загрязнении или увлажнении отдельных изоляторов эта равномерность нарушается, что может привести к выходу изоляторов из работы. Решение этой проблемы состоит в применении изоляторов с увеличенной длиной пути утечки или увеличении их количества в поддерживающих гирляндах. Однако при этом увеличивается стоимость линий.

Конструкция полюса линии постоянного тока идентична конструкции фазы линии переменного тока. Здесь также применяются расщепленные провода по двум причинам. Первая заключается в больших токах полюса, что предопределяет и большое суммарное сечение проводов полюса (несколько тысяч квадратных миллиметров). Проводов таких сечений заводы не выпускают, потому что доставка их на трассу и последующий монтаж крайне затруднены. Поэтому используется пучок проводов меньших сечений, с которыми легче работать.

Вторая причина заключается в необходимости исключить общее коронирование проводов, для чего необходимо снизить напряженность электрического поля на поверхности провода. С этой целью провода, входящие в пучок, располагают на определенном расстоянии друг от друга по вершинам правильного многоугольника. В результате исключается возможность возникновения общей короны и снижаются потери мощности на местную корону, которые для линий постоянного тока существенно меньше, чем для линий переменного тока.

Для кабельных линий постоянного тока могут быть использованы различные типы кабелей: кабели с бумажно-масляной изоляцией, кабели с маслом под давлением, кабели с газом под давлением, а также кабели с изоляцией из «сшитого» полиэтилена. Для сооружения большинства кабельных линий постоянного тока до недавнего времени применялись в основном кабели с бумажной изоляцией и вязкой пропиткой. Электрическая прочность такого кабеля много выше, чем кабеля переменного тока при той же толщине изоляции. Поэтому эти кабели и получили наибольшее применение. В настоящее время создан кабель на напряжение 400 кВ и ток 1,25 кА. Наружный диаметр его равен 128 мм.

Кабели с полиэтиленовой изоляцией для линий постоянного тока стали применяться лишь последние несколько лет. Этому предшествовали дли-

тельные исследования. Сейчас созданы такие кабели на напряжение до 300 кВ. Эти кабели имеют меньшие размеры и массу, они могут быть уложены на поверхности с уклоном, поскольку нет опасности стекания вязкой пропитки, они удобнее в монтаже. Поэтому эти кабели получают все большее применение.

Поскольку кабельные линии применяются в основном для пересечения водных преград, то одной из важных задач снижения стоимости и повышения надежности линии является возможно большее увеличение строительной длины кабеля с целью сокращения числа соединительных муфт, которые всегда являются источником повышенной опасности для кабеля. Для этой цели используются специальные судна-кабелеукладчики с горизонтальной катушкой большого диаметра, величина которого определяется шириной судна. На эту катушку непрерывно подается кабель с завода, расположенного в том же городе, где швартуется судно. Наибольшая длина кабельной линии, сооруженной с помощью такого судна, составляет 200 км с одной соединительной муфтой посередине.

Первые кабельные линии укладывались непосредственно на дно моря, однако они часто повреждались рыболовными тралами или якорями судов. Сейчас кабель укладывается в траншею глубиной до 1,5 м, которая прокладывается с помощью подводных роботов.

К основному оборудованию преобразовательных подстанций относятся преобразовательные трансформаторы, преобразовательные мосты, фильтры токов высших гармоник, линейные (сглаживающие) реакторы, синхронные компенсаторы, конденсаторные батареи. Если говорить о синхронных компенсаторах и конденсаторных батареях, то конструктивно они не отличаются от аналогичных устройств в сети переменного тока. О фильтре токов высших гармоник было сказано выше. Поэтому все эти устройства здесь не рассматриваются.

Преобразовательные трансформаторы работают в более тяжелых условиях, чем обычные трансформаторы в сети переменного тока. Причин здесь несколько. Как отмечалось выше, токи, протекающие по обмоткам трансформатора, содержат высшие гармоники, которые вызывают дополнительный нагрев обмоток и сердечника трансформатора. Кроме того, при каскадном соединении преобразовательных мостов на вентиляльные обмотки трансформаторов воздействует не только переменное напряжение, трансформируемое из сети, но и постоянное напряжение мостов, включенных ближе к точке заземления. Это влечет за собой необходимость усиления изоляции обмоток трансформатора. Динамическая устойчивость обмоток трансформатора должна быть рассчитана на более сильные воздействия, чем у обычных трансформаторов. Эти воздействия могут возникнуть при некоторых аварийных процессах в преобразователе. Преобразовательные трансформаторы также должны быть рассчитаны и на возможность протекания постоянного тока в некоторых аномальных режимах.

При включении трансформаторов на холостой ход, а также при включении фильтров высших гармоник или конденсаторных батарей возможны

резонансные явления, которые приводят к возникновению значительных перенапряжений, длящихся несколько секунд. На эти перенапряжения должна быть рассчитана изоляция трансформаторов.

Все это в конечном итоге приводит к значительному усилению внутренней изоляции трансформатора, увеличению механической прочности обмоток, а также увеличению сечений проводов обмоток и сечения сердечника трансформатора. В результате расход активных материалов (стали и меди) для преобразовательных трансформаторов примерно в 1,5 раза выше, чем для обычных трансформаторов того же класса напряжения и мощности.

Отличительной особенностью преобразовательных трансформаторов является их более высокое реактивное сопротивление, чем у обычных трансформаторов той же мощности. Это объясняется условиями их работы в преобразовательных схемах. Увеличение сопротивления трансформатора, с одной стороны, диктуется особенностями его конструкции, с другой — оно необходимо для ограничения скорости изменения тока в вентильях в процессе их работы как в нормальных, так и в аварийных режимах. Полная мощность трансформатора обычно превышает мощность питаемого им моста на 20—25 % в связи с большим потреблением реактивной мощности и увеличенными потерями активной мощности от токов высших гармоник. Вентильные обмотки трансформаторов имеют усиленную изоляцию по отношению к земле в связи с необходимостью разделения цепей постоянного и переменного токов. Преобразовательные трансформаторы снабжены устройствами регулирования напряжения под нагрузкой, что необходимо для снижения потребления мостом реактивной мощности. Все вместе взятое приводит к увеличению массы и габаритов трансформаторов, что вызывает большие сложности в их транспортировке от завода-изготовителя к месту установки.

Максимальная мощность преобразовательных трансформаторов, достигнутая в настоящее время, равна $500 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ на фазу. По-видимому, эта мощность близка к предельной, и ее значительное увеличение вряд ли возможно.

Одним из основных устройств преобразовательной подстанции, как отмечалось выше, является преобразовательный мост и его главный элемент — высоковольтный управляемый вентиль. Первые электропередачи постоянного тока, построенные в 50—60-х годах XX в., выполнялись с использованием высоковольтных ртутных вентилях. Однако эти вентили обладают рядом крупных недостатков, определяемых физикой происходящих в них процессов и токсичностью ртути. Поэтому после создания достаточно мощных кремниевых управляемых вентилях-тиристоров в 70-х годах XX в. все новые электропередачи и вставки постоянного тока сооружаются только на их основе.

В настоящее время в результате интенсивного развития силовой полупроводниковой техники значительно возросли параметры (ток и напряжение) обычных тиристоров и появились новые типы полупроводниковых

приборов, которые могут быть использованы для создания мощных высоковольтных преобразователей. К числу новых типов приборов относятся фототиристоры, запираемые тиристоры, биполярные силовые транзисторы. Напряжение, которое способен выдержать единственный тиристор в закрытом состоянии, достигает 7—10 кВ, его средний ток равен 2,5—3 кА. Напряжения других типов полупроводниковых приборов несколько ниже (4—6 кВ), средние токи примерно такие же.

Достигнутые значения средних токов этих полупроводниковых приборов достаточны для обеспечения необходимого тока в линии, но их напряжения слишком малы для создания мощных преобразовательных мостов с напряжением в сотни киловольт. Поэтому для создания высоковольтных тиристорных вентилях (ВТВ) с необходимыми параметрами по напряжению прибегают к последовательному соединению единичных тиристоров.

Цепочка последовательно включенных тиристоров должна быть обеспечена устройствами для равномерного распределения напряжения между ними, охлаждения, каналами подачи управляющих импульсов на каждый тиристор. Возможные схемы соединения тиристоров преобразовательного моста приведены на рис. 11.13, где представлены три возможные схемы. В схеме 1 в один ВТВ объединены все вентили одной фазы двух преобразовательных мостов. Схема 2 объединяет вентили одного полюса, схема 3 — вентили одной фазы каждого преобразовательного моста.

Конструктивно при создании ВТВ используется модульный принцип. Каждый тиристор со всеми устройствами, обеспечивающими его функционирование, помещается в тиристорную ячейку. Несколько ячеек объединены в модуль, который является заменяемым элементом ВТВ. Несущей конструкцией ВТВ является жесткий каркас, собранный из фарфоровых стержневых изоляторов. Этот каркас образует пространственную конструкцию из нескольких этажей. На каждом этаже размещены модули, соединенные между собой. Одна из возможных конструкций ВТВ показана на рис. 11.14. Подобные ВТВ устанавливаются в закрытых помещениях. На рис. 11.15 приведен внешний вид вентильного зала ВПТ Шатегей (Канада). Здесь для изоляции от земли используются опорные изоляторы. В сейсмоопасных районах обычно используется подвесная изоляция.

Сейчас некоторые фирмы, выпускающие оборудование для ППТ и ВПТ, разрабатывают конструкции, где вся преобразовательная подстанция выполняется по модульному принципу. Это должно привести к снижению стоимости такой станции.

Существуют и другие конструкции ВТВ, где тиристоры размещены в баке, заполненном трансформаторным маслом. Такие ВТВ могут быть установлены на открытом воздухе, однако в этой конструкции затруднена возможность ремонта. В качестве охлаждающей среды для тиристоров могут использоваться воздух, трансформаторное масло, деионизированная дистиллированная вода. В настоящее время преимущество отдается деионизированной воде вследствие ее большей теплоемкости, пожаробезопасности, отсутствию токсичности.

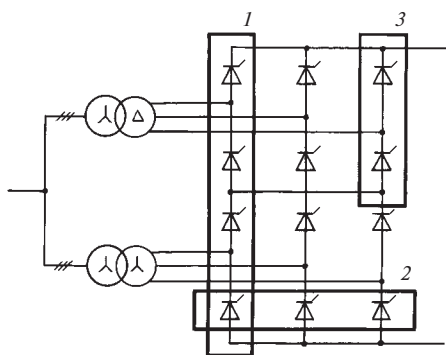


Рис. 11.13. Возможные схемы соединения тиристорных преобразовательного моста при создании ВТВ

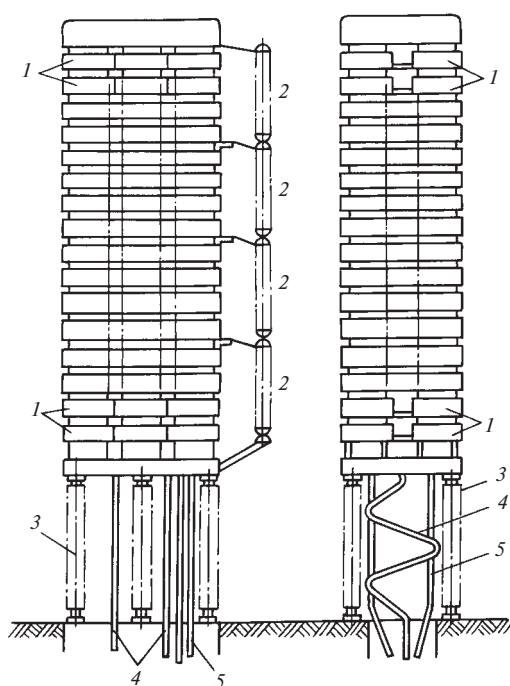


Рис. 11.14. Внешний вид счетверенного ВТВ внутренней установки с водяным охлаждением и световодами в системе управления:

1 — модули; 2 — разрядники; 3 — опорные изоляторы; 4 — изолирующие трубы системы водяного охлаждения; 5 — световоды

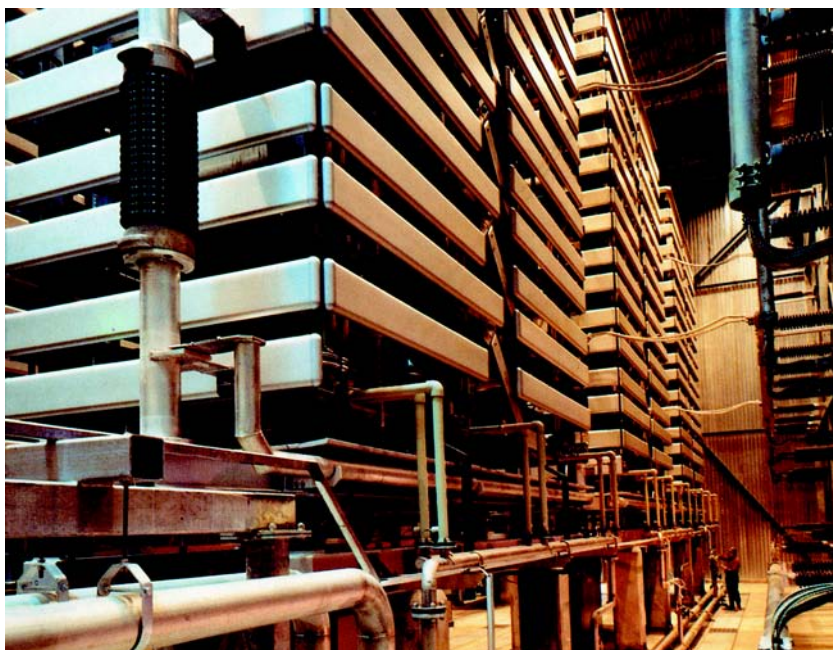


Рис. 11.15. Вентильный зал ВПТ Шатегей (Канада). Оборудование фирмы Сименс

Большую сложность представляет передача управляющих импульсов, которые должны подаваться с весьма высокой точностью по времени с потенциала земли на потенциал вентиля. Сейчас для этой цели используется световолоконная оптика. Система управления и контроля тириستоров построена таким образом, что с потенциала земли на вентиль идет поток управляющих воздействий, а с потенциала вентиля идет непрерывная информация о состоянии каждого тиристора. При необходимости преобразовательный блок выводится из работы, и модули, где есть поврежденные тиристоры, заменяются на исправные.

Линейные (сглаживающие) реакторы включаются в каждый полюс линии и являются многофункциональными элементами электропередачи. Они не только сглаживают пульсации тока полюса, но и обеспечивают заданную скорость изменения тока линии при коротких замыканиях в линии и нарушениях работы инвертора. Кроме того, эти реакторы предназначены для защиты преобразователей от волн перенапряжений, которые могут прийти с линии.

Обмотка реактора должна быть изолирована от земли на напряжение полюса. Кроме этой постоянной составляющей на изоляцию обмотки в нормальных режимах действует и переменная составляющая выпрямленного напряжения. Последняя зависит от углов управления, с которыми работает преобразователь, и возрастает с их увеличением. Эти две составляющие напряжения создают различные нагрузки на изоляцию обмотки, что существенно усложняет ее конструирование.

Магнитная система реактора выполняется без внутреннего сердечника, но с магнитными шунтами и большим количеством воздушных зазоров, чтобы исключить насыщение реактора постоянным током. Обмотка реактора и его магнитная система располагаются в баке, заполненном трансформаторным маслом. Для прохода концов обмотки сквозь крышку бака используются или маслonaполненные, или элегазовые вводы.

11.6. Техничко-экономические показатели электропередач постоянного тока

При сопоставлении электропередач переменного и постоянного тока равной пропускной способности необходимо учитывать, что класс напряжения этих электропередач должен быть примерно одинаков. При этом сама линия постоянного тока будет иметь несколько меньшую стоимость по сравнению с линией переменного тока, главным образом, за счет более легких опор. В то же время стоимость конечных подстанций электропередачи постоянного тока будет выше стоимости подстанций переменного тока, за счет более сложного и дорогого оборудования.

Исследования, проведенные в нашей стране применительно к различным климатическим и грунтовым условиям, разным типам опор, показывают, что стоимость 1 км линии постоянного тока на 20—25 % ниже такого показателя для сопоставимой линии переменного тока. Для других

стран это соотношение может быть иным за счет стоимости земли, отводимой под линию, стоимости потерь электроэнергии и других факторов.

Как показывает опыт сооружения многих ППТ в мире, удельная стоимость преобразовательных подстанций (долл/кВт) зависит от передаваемой мощности: чем больше передаваемая мощность, тем меньше удельная стоимость. Например, в диапазоне мощностей 2000—4000 МВт удельная стоимость одной подстанции составляет 47—53 долл/кВт, при снижении передаваемой мощности до 1000 МВт удельная стоимость будет возрастать до 57—70 долл/кВт, при мощности 200 МВт удельная стоимость возрастает до 80—90 долл/кВт. Удельная стоимость вставки постоянного тока мощностью 1000 МВт может составлять 100—120 долл/кВт. Более дешевая линия и более дорогие подстанции электропередачи постоянного тока по сравнению с электропередачей переменного тока приводят к тому, что применение ППТ становится выгодным только при такой длине линии, при которой ее удешевление перекрывает удорожание подстанций по сравнению с передачей переменного тока. Такая длина линии, при которой стоимости электропередач переменного и постоянного тока равны, называется *критической*.

Критическая длина линии неодинакова для разных стран, так как она определяется экономическими факторами, существующими именно в этой стране. Так, например, в США критическая длина составляет 600—800 км, для стран Западной Европы — 700—900 км. Однако неизвестно, для каких условий получены приведенные данные.

В последнее время в нашей стране проведены исследования по определению критической длины линии с учетом новых экономических условий. В этих исследованиях электропередача постоянного тока ± 750 кВ мощностью 3000 МВт сопоставлялась с одноцепной электропередачей 1150 кВ, а также с двухцепной электропередачей 750 кВ переменного тока. В этих исследованиях показано, что применительно к одноцепной электропередаче 1150 кВ критическая длина лежит в пределах 750—1000 км в зависимости от способа компенсации зарядной мощности этой линии. При этом не учитывался фактор надежности (отключение одноцепной линии и последствия). При учете фактора надежности (двухцепная линия 750 кВ) критическая длина снижается до 500—600 км. Эти данные были получены для обжитых районов Европейской части России. Для более тяжелых условий северных и восточных районов, что представляется актуальным при решении проблемы дальних электропередач, критическая длина снижается еще больше, поскольку существенно возрастают затраты на прокладку трассы линии.

Выбор схемы электропередачи, тем более дальней, всегда является многовариантной задачей. При ее решении необходимо исходить не только из экономических показателей, но учитывать и все те технические и системные характеристики, которые присущи тому или иному варианту, в том числе и электропередачам постоянного тока.

11.7. Управляемые (гибкие) линии переменного тока

Передача и распределение электрической энергии осуществляется в настоящее время в основном по линиям переменного тока. Интенсивное строительство этих линий во второй половине XX в. в развитых странах привело к тому, что строить новые линии стало весьма затруднительно, главным образом, из-за проблем, связанных с отводом земли. В то же время продолжающийся рост нагрузки в сложносамкнutoй сети требует увеличения пропускной способности существующих линий электропередач и управления их режимами. В таких сетях возможны режимы, когда требуется принудительное распределение мощности между отдельными линиями. Поэтому в последние годы интенсивно обсуждается вопрос о возможных путях решения этой задачи.

В настоящее время разработан ряд устройств, позволяющих изменять сопротивление линии переменного тока и управлять потоком мощности по ней, причем выполнять это практически безынерционно. Линии, оснащенные такими устройствами, получили название *гибких линий*. В англоязычной литературе они называются «Flexible Alternating Current Transmission Systems — FACTS».

Гибкие линии позволяют:

- повысить пропускную способность существующих линий вплоть до теплового предела по нагреву проводов;

- обеспечить принудительное распределение мощности между линиями в сложной неоднородной сети в соответствии с требованиями диспетчера;

- повысить устойчивость системы.

Следует отметить, что начало работ в этом направлении было положено еще в 60-х годах XX в., когда в ряде стран, в том числе и нашей, были развернуты исследования по статическим источникам реактивной мощности, обладающим большим быстродействием. Эти устройства позволяли стабилизировать напряжение в отдельных узлах электроэнергетических систем и тем самым способствовать повышению пропускной способности линий электропередач и устойчивости систем. Были исследованы различные типы таких устройств и созданы опытно-промышленные образцы некоторых из них.

Однако широкому внедрению этих устройств в то время препятствовало отсутствие необходимой элементной базы — силовых электронных ключей (запираемых тиристоров, силовых транзисторов). В настоящее время такие полупроводниковые приборы разработаны и имеют достаточно высокие параметры. Это позволяет создать устройства, которые могут применяться для решения многих задач электроэнергетики.

Известно, что активная мощность, передающаяся по линии переменного тока, определяется следующим выражением (без учета активных сопротивлений проводов):

$$P = \frac{U_1 U_2}{x_L} \sin \delta,$$

где U_1 и U_2 — напряжения по концам линии, или точнее, в тех узлах сети, к которым она подключена; x_L — реактивное сопротивление линии; δ — фазовый угол сдвига между напряжениями U_1 и U_2 .

На рис. 11.16 приведены векторная диаграмма и угловая характеристика линии — зависимость передаваемой мощности от угла δ , которая представляет собой синусоиду. Амплитуда этой синусоиды $P_{\max}$ определяет максимальную мощность, которая может быть передана по линии в соответствии с ее электромагнитными свойствами; величина $P_{\text{нб}}$ — наибольшая мощность, передаваемая по линии с учетом коэффициента запаса по статической устойчивости связываемых систем. Здесь же пунктиром показана угловая характеристика для линии большей длины; из нее следует, что максимальная мощность, которая может быть передана по такой линии, уменьшается. На рис. 11.16 также указаны величины P_0 и δ_0 — мощность и угол исходного режима.

Необходимо отметить, что активная мощность всегда передается от опережающего вектора напряжения к отстающему.

Отсюда следует, что управление передаваемой по линии мощностью может осуществляться следующими путями:

изменением в допустимых пределах и стабилизацией на заданном уровне напряжений в узлах сложной сети, к которым подсоединена линия; регулирование этих напряжений позволяет изменять мощность, передаваемую по линии;

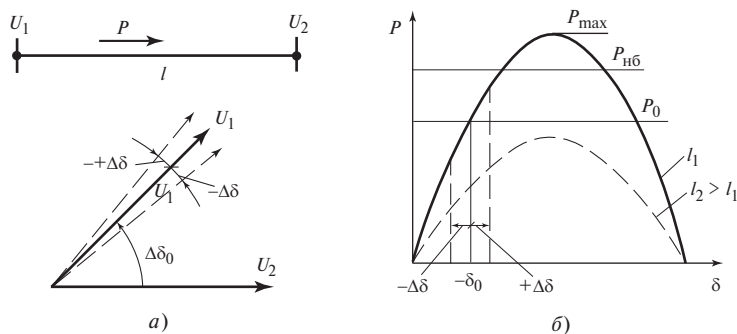


Рис. 11.16. Зависимость мощности, передаваемой по линии от угла δ :

a — линия и ее векторная диаграмма; b — угловая характеристика линии

изменением реактивного сопротивления линии;
изменением угла фазового сдвига между напряжениями по концам линии;
комбинацией этих способов.

В соответствии с этим все устройства, способные управлять мощностью и пропускной способностью линий переменного тока, могут быть разделены на четыре типа.

К первому из них относятся *устройства, предназначенные для регулирования и стабилизации напряжения в соответствующих узлах электрической сети или же в промежуточных точках линий.*

Ко второму типу устройств относятся *устройства, позволяющие изменять реактивное сопротивление линии.* Поскольку последнее является, главным образом, индуктивным сопротивлением, то оно может быть изменено путем последовательного включения в линию емкости или последовательного введения в линию напряжения, эквивалентного напряжению на этой емкости.

К третьему типу устройств относятся *устройства, предназначенные для изменения угла фазового сдвига между напряжениями по концам линии (угла δ).* Такой сдвиг может быть выполнен путем введения в каждую фазу линии дополнительного регулируемого напряжения ΔU_k , сдвинутого на угол ± 90 град. по отношению к напряжению данной фазы. Результирующее напряжение на выходе такого устройства сдвинется на угол, определяемый величиной вводимого напряжения, в сторону опережения или запаздывания. В результате угол δ будет увеличен или уменьшен. В первом случае это приведет к увеличению передаваемой по линии мощности, во втором — ее уменьшению.

К четвертому типу устройств, регулирующих мощность и пропускную способность линий переменного тока, относятся *устройства, позволяющие осуществлять комбинированное воздействие на линию — регулировать напряжение по величине, изменять фазный угол между напряжениями по концам линии и сопротивление линии.* Такое воздействие может быть осуществлено путем последовательного введения в линию некоторого дополнительного напряжения ΔU_k , фаза которого по отношению к напряжению начала линии может изменяться от 0 до 360 эл. град.

Рассмотрим возможности технической реализации упомянутых выше типов устройств.

Устройства, способные решать некоторые из перечисленных выше задач, применяются в электроэнергетике давно. Однако они не вполне соответствуют современным требованиям. К ним относятся синхронные компенсаторы (СК), предназначенные для стабилизации напряжения в узлах электрической сети, к которым они подключены, и установки продольной емкостной компенсации (УПК) линий, применяющиеся для уменьшения индуктивного сопротивления последних.

Синхронный компенсатор — синхронная машина, идентичная по конструкции синхронному генератору, но, в отличие от него, без турбины на одном с ним валу и, следовательно, без активной нагрузки. Синхронный компенсатор способен работать как в режиме генерации реактивной мощности (основной режим), так и ее потребления, и предназначен для стабилизации напряжения в узле электрической сети, к которому он подключен. Синхронные компенсаторы достаточно широко используются в электроэнергетических системах, однако для решения перечисленных выше задач они не вполне пригодны в силу относительно большой по сравнению с новыми устройствами электромагнитной инерционности, а также сложности изготовления и обслуживания.

Установки продольной компенсации также получили применение в электроэнергетике ряда стран для увеличения пропускной способности линий электропередач.

С этой целью в линию последовательно включается конденсатор с сопротивлением x_c , которое, имея обратный знак по отношению к индуктивному сопротивлению линии, вычитается из последнего, в результате чего эквивалентное сопротивление линии уменьшается:

$$x_{\text{экр}} = x_{\text{л}} - x_c,$$

что равноценно уменьшению длины линии.

На практике этот конденсатор представляет собой конденсаторную батарею (КБ), включенную последовательно в каждую фазу линии и изолированную от земли. Обычно сопротивление КБ выбирается так, чтобы компенсировалось не все индуктивное сопротивление линии, а лишь какая-то его часть. Эта компенсированная часть общего сопротивления линии, отнесенная к общему сопротивлению, называется *степенью компенсации линии*.

В рабочих режимах линии, особенно при ее малых нагрузках, напряжение на выводах КБ может повышаться и существенно превосходить допустимые пределы. Для избежания этого на выводы КБ обычно включаются шунтирующие реакторы.

До последнего времени УПК выполнялись нерегулируемыми, однако для изменения пропускной способности данной линии в различных режимах и для перераспределения потоков мощности между линиями сложной сети требуется *регулируемая продольная компенсация*. Причем управление сопротивлением линии должно осуществляться в темпе процессов, происходящих в электроэнергетической системе. Поэтому ни СК, ни обычные УПК не могут рассматриваться в качестве средств для создания гибких линий.

Разработанные к настоящему времени приборы силовой электроники позволяют по-иному подойти к решению ряда задач электроэнергетики.

С их помощью могут быть созданы быстродействующие устройства, предназначенные для регулирования режимов электрических сетей.

В статических компенсаторах реактивной мощности, а также в фазоворотных устройствах и регулируемых УПК в качестве регулирующего элемента используются тиристорные ключи, что придает этим устройствам высокое быстродействие. Это позволяет рассматривать их в качестве средств, пригодных для создания управляемых линий.

Статические компенсаторы реактивной мощности (СКРМ) основаны на использовании управляемых реакторов и конденсаторных батарей (рис. 11.17, а). При параллельном их включении мощность всего устройства равна алгебраической сумме мощностей реактора и КБ.

$$Q_{\Sigma} = Q_p - Q_{KB}.$$

Изменяя мощность реактора или КБ, можно изменять мощность всего устройства. При этом можно получить как генерацию, так и потребление реактивной мощности таким устройством.

Если рассматривать регулируемый реактор и нерегулируемую КБ, то при равенстве их установленных мощностей результирующая мощность будет равна нулю. В процессе регулирования реактора его мощность снижается, и результирующая мощность будет носить емкостной характер. В пределе, когда мощность реактора будет близка к нулю, в сеть будет выдаваться только мощность КБ, т.е. эта схема может работать только в режиме генерации реактивной мощности. Статическая характеристика такого устройства приведена на рис. 11.17, б.

Если данное устройство должно работать как в режиме генерации, так и потребления реактивной мощности, соотношение между мощностями реактора и КБ надо изменить. Мощность реактора в данном случае

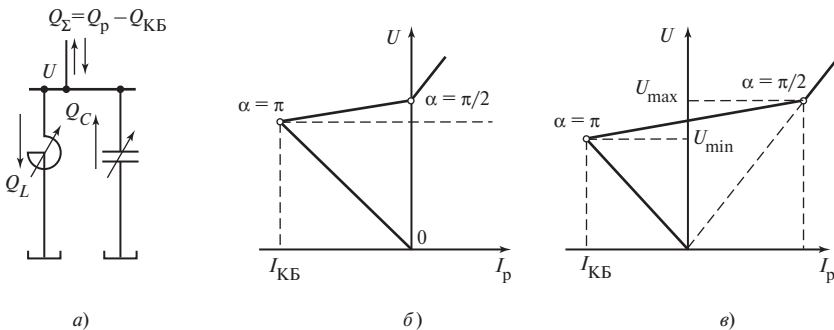


Рис. 11.17. СКРМ с параллельным соединением реактора и конденсаторной батареи:

а — схема СКРМ; б — статическая характеристика при $Q_p = Q_{KB}$; в — статическая характеристика при $Q_p = 2Q_{KB}$

должна быть больше мощности КБ, например, $Q_p = 2Q_{KB}$. В этом случае результирующая мощность будет изменяться в диапазоне $-1 \leq Q_\Sigma \leq 1$ (рис. 11.17, в).

Управление мощностью реактора может осуществляться плавно с помощью управляемых тиристорных ключей $VS1$, $VS2$ (рис. 11.18, а) или же путем подмагничивания всего сердечника реактора или отдельного его участка. Реактор, управляемый тиристорным ключом, обладает высокой скоростью изменения мощности и большой глубиной регулирования, что важно при резких изменениях напряжения сети.

Статические компенсаторы, где реактор регулируется с помощью тиристорного ключа, получили название статических тиристорных компенсаторов (СТК). Большим недостатком такого регулирования является несинусоидальность тока реактора, что вынуждает принимать меры по компенсации токов высших гармоник (рис. 11.18, б). Реакторы с подмагничиванием сердечника, разработанные в России, лишены этого недостатка и имеют высокую скорость изменения мощности и большую глубину регулирования. В настоящее время разработаны такие реакторы

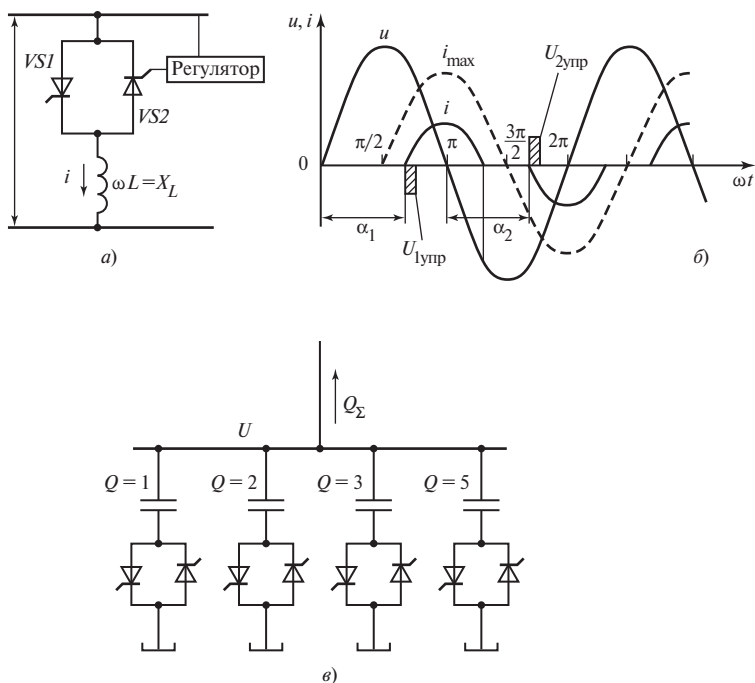


Рис. 11.18. Регулирование элементов СТК с помощью тиристорных ключей:

а — управление мощностью реактора; б — диаграмма токов и напряжений; в — управление мощностью конденсаторной батареи

на напряжения до 500 кВ и мощностью до 60 мегаватт на фазу. Они с успехом могут быть использованы для решения поставленной задачи.

Регулирование мощности конденсаторной батареи может осуществляться только ступенчато, в отличие от плавного изменения мощности реактора. Для этого батарея должна быть разделена на несколько секций (3—4) разной мощности, и каждая из этих секций включается в работу с помощью тиристорного ключа (рис. 11.18, в). Секция остается в работе, пока в этом сохраняется потребность, при исчезновении этой потребности секция с помощью того же ключа выводится из работы. При этом обеспечивается высокое быстродействие и синусоидальность тока конденсаторной батареи.

При правильном выборе числа секций батареи и соотношения их мощностей можно обеспечить ступень регулирования мощности батареи 9—10 % и менее, что практически не будет сказываться на стабилизации напряжения в узле, где она подключена. Такие управляющие устройства для конденсаторных батарей были разработаны в нашей стране еще в 60-х годах, а в конце 80-х годов XX в. была выпущена опытная серия. За рубежом также был создан целый ряд СТК как с управляемым реактором, так и с управляемой конденсаторной батареей (США, Канада, Швеция и др.).

Управляемую продольную компенсацию линии можно осуществить, если изменить сопротивление конденсатора, включенного в линию. Это можно сделать двумя способами.

Первый из них предполагает включение или отключение отдельных секций, из которых состоит конденсаторная батарея, с помощью тиристорных ключей. При этом сопротивление КБ будет меняться и, следовательно, будет изменяться и степень компенсации линии.

По второму способу параллельно КБ включается управляемый реактор. Сопротивление реактора и диапазон его изменения выбираются таким образом, чтобы во всем этом диапазоне эквивалентное сопротивление схемы оставалось емкостным и большим, чем сопротивление собственно КБ. При изменении сопротивления реактора изменяется эквивалентное емкостное сопротивление такой схемы и, как следствие, степень компенсации линии. Управление таким реактором может осуществляться с помощью тиристорных ключей, как это показано выше, или другими способами. Такая схема получила применение на практике.

При изменении степени компенсации линии любым способом будут изменяться и напряжения на выводах КБ, оставаясь практически всегда выше допустимых значений. Поэтому на выводах КБ необходимо включить шунтирующие реакторы для снижения этих напряжений до допустимых значений. Очевидно, эти реакторы, также должны быть регулируемы.

К третьему типу устройств, позволяющих управлять мощностью, передаваемой по линии, относятся устройства, способные изменять фаз-

ный угол между напряжениями по концам линии — *фазоповоротные устройства* (ФПУ). Такие устройства включаются в начале линии последовательно в каждую фазу.

Для создания ФПУ используется то обстоятельство, что напряжение каждой фазы сдвинуто по отношению к междуфазному напряжению двух других фаз на 90° . Схема ФПУ состоит из двух трансформаторов (рис. 11.19). Один из них представляет собой возбуждающий трансформатор, первичные обмотки которого соединены в треугольник и включены на междуфазные напряжения линии. К его вторичным обмоткам при соответствующих сочетаниях фаз подключаются с помощью тиристорных ключей первичные обмотки второго трансформатора, который и является собственно фазосдвигающим. Вторичные обмотки последнего включены последовательно в каждую фазу линии. Соединения обмоток этих двух трансформаторов предусматривают сдвиг на электрический угол 90° между напряжением данной фазы и напряжением последовательной обмотки.

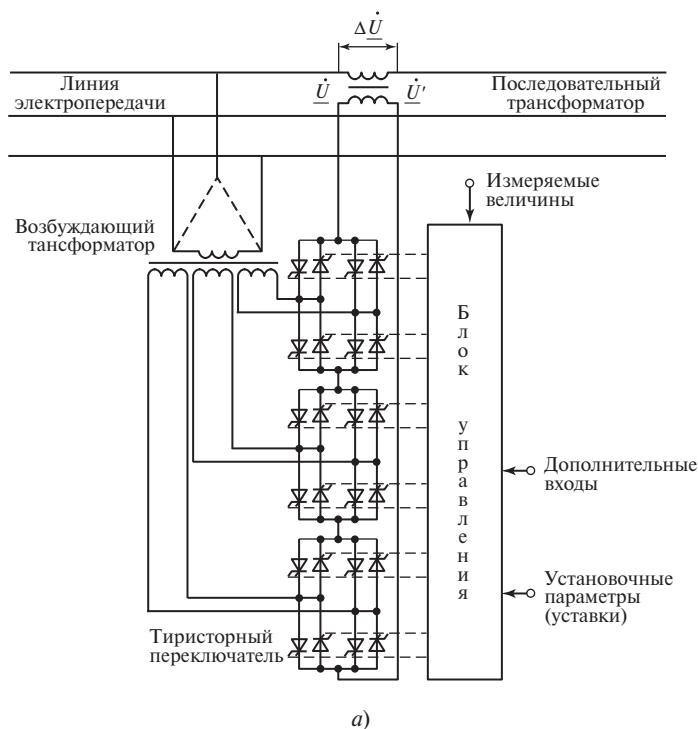


Рис. 11.19. Полупроводниковое фазоповоротное устройство:

а — схема ФПУ; б — векторная диаграмма

В результате напряжение в начале линии представляет сумму двух напряжений — напряжения фазы и напряжения последовательной обмотки, сдвинутого по отношению к напряжению фазы на электрический угол 90° .

Угол δ' между напряжениями по концам линии равен

$$\delta' = \delta \pm \Delta\delta.$$

Угол $\Delta\delta$ может регулироваться как по значению, так и по знаку. Поэтому угол δ' может изменяться в желаемых пределах как в сторону увеличения, так и в сторону уменьшения, а значит будет изменяться и передаваемая по линии мощность. При увеличении угла δ' мощность будет увеличиваться, при уменьшении — уменьшаться. В то же время угол δ между напряжениями U_1 и U_2 будет оставаться неизменным.

Изменение угла $\Delta\delta$ производится средствами силовой электроники. Вторичная обмотка возбуждающего трансформатора состоит из нескольких отдельных секций, каждая из которых имеет разное количество витков, и, следовательно, разное напряжение. Каждая из этих секций подключена к двум тиристорным ключам, один из которых работает при одной полярности секции, другой — при ее противоположной полярности. Через тиристорные ключи каждая из секций связана с первичной обмоткой трансформатора, включенного последовательно в линию.

Если напряжения секций соотносятся, например, как $1 : 3 : 9$, то, используя различные комбинации включенных секций с изменяющейся полярностью, можно иметь 27 различных ступеней регулирования угла сдвига выходного напряжения.

Блоки тиристорных ключей имеют систему управления, на вход которой подаются измеряемые величины (угол сдвига напряжений, мощность линий и др.) и заданные значения регулируемых величин (уставки), на ее выходе — система команд на включение соответствующих комбинаций тиристорных ключей.

Рассмотренные выше устройства — СТК, управляемая УПК, ФПУ — способны управлять мощностью и пропускной способностью линии, однако каждое из них способно решать только одну задачу.

Для создания управляемой (гибкой) линии необходимо использовать весь комплекс рассмотренных устройств, что скажется на экономических показателях линии и затруднит управление этим комплексом. Целесообразно иметь одно устройство, которое совмещало бы в себе выполнение всех упомянутых функций.

Преобразователи напряжения (ПН), возможность использования которых в электропередачах и вставках постоянного тока рассматривались выше, могут быть использованы и для создания гибких электропередач переменного тока. Такой преобразователь при отсутствии активной нагрузки в цепи постоянного тока может работать как управляемый источник или потребитель реактивной мощности. При этом он может быть включен параллельно

в узле сети переменного тока, где требуется стабилизация напряжения, или в линию через последовательный трансформатор.

Преобразователь напряжения ПН через трансформатор включен параллельно линии в узле сети, к которому подключена линия (рис. 11.20, а). Здесь преобразователь выполняет роль синхронного компенсатора или СТК. В этом случае такой преобразователь называют *параллельным регулятором потоков мощности или статическим компенсатором* (СТАТКОМ). Отметим, что СТАТКОМ может использоваться не только в схемах управляемых линий, но и в других случаях, когда требуется стабилизировать напряжение в узлах сети.

Другой путь использования ПН состоит в том, что переменное напряжение преобразователя вводится в линию *последовательно* с помощью трансформатора, одна из обмоток которого включена в линию последовательно, к другой подключен сам преобразователь (рис. 11.20, б). Причем такое включение может быть выполнено в любой точке линии: в ее начале, конце или на промежуточной подстанции. Здесь преобразователь, работая в режимах генерации или потребления реактивной мощности с помощью последовательной обмотки трансформатора, вводит в линию некоторое регулируемое напряжение ΔU_k , сдвинутое по отношению к току линии на $\pm 90^\circ$, что эквивалентно *последовательному* включению емкости — УПК или индуктивности.

Изменение величины ΔU_k будет эквивалентно изменению сопротивления x_k и, следовательно, общего сопротивления линии, что в свою очередь будет увеличивать или уменьшать ее пропускную способность. Это изменение будет регулируемым в зависимости от режима системы. При этом величина ΔU_k должна изменяться пропорционально току линии,

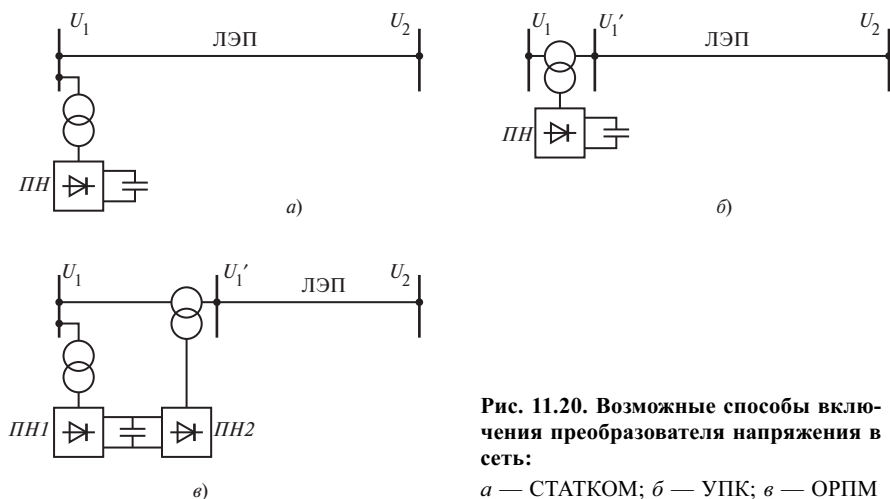


Рис. 11.20. Возможные способы включения преобразователя напряжения в сеть:

а — СТАТКОМ; б — УПК; в — ОРПМ

аналогично изменению напряжения на конденсаторах УПК. В этом случае во всех режимах работы линии будет сохраняться заданная степень компенсации. При необходимости степень компенсации может изменяться по заданному закону, что также должно найти отражение в значении ΔU_k . Поэтому в данном случае преобразователь должен быть оснащен регулятором, где входными величинами должны быть ток линии и закон изменения степени компенсации, а выходными — углы управления тиристорами преобразователя.

Введение в линию дополнительной индуктивности может оказаться полезным в режимах малых нагрузок для компенсации избыточной зарядной мощности линии. Отметим, что и в этом случае из-за указанного выше угла сдвига напряжения ΔU_k по отношению к току, активная мощность преобразователя равна нулю.

Таким образом, подобное включение преобразователя в линию аналогично применению управляемой УПК. В этом случае преобразователь называют *последовательным регулятором потоков мощности*.

Еще один путь использования преобразователей напряжения для создания управляемых линий заключается в том, что фазоповоротное устройство также может быть создано путем введения в начале линии через последовательную обмотку трансформатора регулируемого напряжения ΔU_k , сдвинутого на электрический угол $\pm 90^\circ$ по отношению к напряжению начала линии U_1 . Однако при этом будет появляться некоторая активная мощность, поскольку угол вводимого напряжения ΔU_k по отношению к току будет отличаться от 90° . Значение этой мощности будет определяться углом между током и напряжением фазы, т.е. определяться режимом линии, а знак — знаком угла напряжения ΔU_k . При сдвиге ΔU_k на электрический угол $+90^\circ$ потребуются введение активной мощности в линию, при сдвиге на электрический угол -90° — отбор активной мощности. Поэтому преобразователь, подключенный к линии, должен работать в одном случае в режиме инвертора, в другом — выпрямителя.

Для замыкания контура обмена активной мощностью между линией и шинами, куда она подключена, требуется другой преобразователь, включенный на те же шины и связанный с преобразователем, включенным последовательно в линию, по цепи постоянного тока (рис. 11.20, в). Эти два преобразователя *ПН1* и *ПН2* образуют вставку постоянного тока, подключенную к линии, но ее мощность меньше мощности, передаваемой по линии.

Если вводить в линию напряжение ΔU_k , фаза которого будет изменяться от 0 до 360° по отношению к напряжению U_1 , то мы получим регулятор, который может выполнять все ранее перечисленные функции (рис. 11.21). Такой регулятор в литературе получил название *объединенный*

регулятор потоков мощности (ОРПМ). В англоязычной литературе — UPFC (Unified Power Flow Controller).

Поскольку здесь, как и в случае ФПУ, фаза вводимого напряжения ΔU_k по отношению к току линии будет отличаться от 90 град., то необходимы обмен активной мощностью между линией и шинами и, следовательно, вставка постоянного тока. Преобразователь ПН2 выполняет основную функцию этого регулятора путем введения в линию через последовательный трансформатор напряжения ΔU_k . Величина этого напряжения может изменяться как по амплитуде, так и по фазе по отношению к току линии. Амплитуда и фаза его будут определять необходимые величины и знаки активной и реактивной мощности этого преобразователя. За счет изменения режима работы преобразователя ПН2 фаза вектора ΔU_k может изменяться в диапазоне от 0 до 360°, поэтому изменяется и угол между напряжениями по концам линии и передаваемая по ней активная мощность.

Здесь можно отметить три наиболее характерных режима работы такого устройства: вектор ΔU_k совпадает с напряжением U_1 , что означает режим регулятора напряжения; вектор ΔU_k сдвинут по отношению к напряжению U_1 на электрический угол $\pm 90^\circ$, что соответствует режиму ФПУ; вектор ΔU_k сдвинут по отношению к току фазы линии на электрический угол $\pm 90^\circ$, что равноценно режиму УПК (см. рис. 11.21).

Параллельный преобразователь ПН1 осуществляет подачу активной мощности к ПН2 или ее отвод по связи постоянного тока. Кроме того, он обеспечивает независимую поперечную компенсацию линии за счет генерации или потребления реактивной мощности, обеспечивая стабилизацию напряжения в узле сети, к которому подключена данная линия.

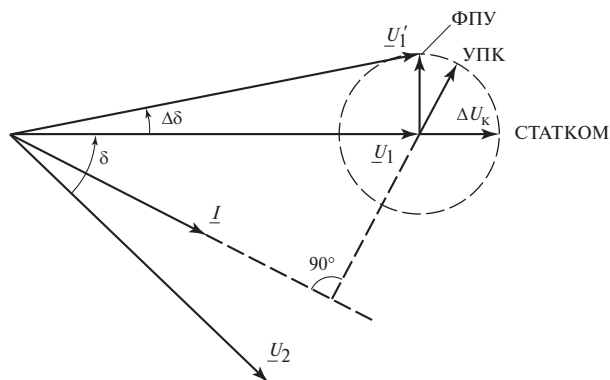


Рис. 11.21. Векторная диаграмма линии при действии объединенного регулятора потоков мощности

Таким образом, ОРПМ сочетает в себе свойства сразу трех аппаратов: статического компенсатора реактивной мощности, установки продольной компенсации и фазоповоротного устройства, что дает возможность регулировать потоки как активной, так и реактивной мощности. Поэтому ОРПМ может эффективно демпфировать качания мощности в линии и применяться для управления потоками мощности в слабых межсистемных связях.

Линии с ОРПМ в литературе называют *линиями с векторным регулированием*. На рис. 11.22 приведены режимные характеристики линии с векторным регулированием (линия напряжением 500 кВ и длиной 500 км). Регулятор ОРПМ включен в ее начале. Все зависимости, приведенные на этом рисунке, даны в относительных единицах, за базисные величины приняты номинальное напряжение и натуральная мощность линии. Из рис. 11.22 следует, что путем изменения угла ρ , т.е. поворота вектора $\Delta \dot{U}_K$, можно в достаточно широких пределах регулировать передаваемую по линии активную мощность. Одновременно изменяются напряжение и реактивная мощность в начале линии. Здесь же показано изменение активной, реактивной и полной мощностей преобразователя ПН2 в процессе регулирования. Активная и реактивная мощности этого преобразователя знакопеременны, точка перехода активной мощности через ноль соответствует режиму УПК.

Устройства ОРПМ могут быть установлены на двух или нескольких системообразующих линиях различных классов напряжения. В этом случае управление перетоками мощностей по этим линиям должно осуществляться единым регулятором, что даст возможность оптимизировать рас-

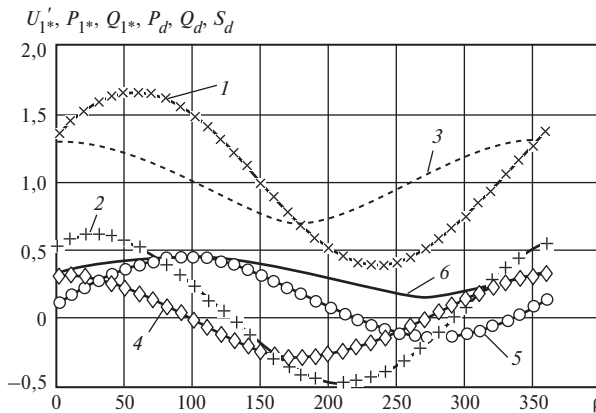


Рис. 11.22. Режимные характеристики линии с векторным регулированием в функции угла ρ :

1 — активная мощность; 2 — реактивная мощность; 3 — напряжение; 4 — активная мощность преобразователя ПН2; 5 — реактивная мощность ПН2; 6 — полная мощность ПН2

пределение мощностей по этим линиям и повысить надежность работы электроэнергетической системы.

Гибкие линии могут играть важную роль в повышении динамической и результирующей устойчивости электроэнергетической системы. Благодаря быстройдействию описанных выше устройств, они смогут изменять потоки мощности по системообразующим связям и тем самым способствовать демпфированию колебаний роторов генераторов и повышению устойчивости системы.

Применение аппаратуры гибких линий позволит существенно изменить характеристики электроэнергетических систем и обойтись, в ряде случаев, без строительства новых линий для обеспечения передачи растущих потоков мощности, что стало в последнее время затруднительным в связи с целым рядом экономических, экологических и социальных проблем.

Контрольные вопросы

1. Назовите возможные области применения электропередач постоянного тока и дайте соответствующие обоснования.
2. Чем вставка постоянного тока отличается от электропередачи постоянного тока? Назовите возможные области применения вставок постоянного тока.
3. Чем режим выпрямителя отличается от режима инвертора? Что нужно сделать, чтобы перевести преобразователь из одного режима в другой?
4. С какой целью на преобразовательных подстанциях прибегают к каскадному соединению мостов?
5. Чем линия постоянного тока отличается от линии переменного тока равной пропускной способности?
6. Назовите мероприятия, которые применяются на преобразовательных подстанциях для компенсации токов высших гармоник и реактивной мощности, обоснуйте эти мероприятия.
7. От каких факторов зависит мощность, передаваемая по линии постоянного тока, и как ее можно регулировать?
8. В каких случаях целесообразно использовать униполярную и биполярную схему электропередачи постоянного тока?
9. От каких факторов зависит мощность, передаваемая по линии переменного тока, и как ее можно регулировать?
10. Перечислите типы устройств, с помощью которых можно управлять мощностью, передаваемой по линии переменного тока. Назовите принципы, положенные в основу их создания.
11. На каком принципе основано создание фазоповоротного устройства?
12. Что такое универсальный регулятор потоков мощности и как он работает?

Литература для самостоятельного изучения

- 11.1. Худяков В.В. Электропередачи постоянного тока и опыт их эксплуатации. М.: Издательство МЭИ, 1992.
- 11.2. Ивакин В.Н., Сысоева Н.В. Худяков В.В. Электропередачи и вставки постоянного тока и статические тиристорные компенсаторы / под ред. В.В. Худякова. М.: Энергоатомиздат, 1993.

- 11.3. **Кощеев Л.А.** Электропередачи постоянного тока. Нужны ли они России? // Электричество. 1999. № 3. С. 29—36.
- 11.4. **Ивакин В.Н., Ковалев В.Д., Худяков В.В.** Гибкие электропередачи переменного тока // Электротехника. 1996. № 8. С. 16—21.
- 11.5. **Кочкин В.Н., Шакарян Ю.Г.** Режимы управляемых линий электропередачи // Электричество. 1997. № 9. С. 2—8.
- 11.6. **Управляемые** подмагничиванием электрические реакторы: сб. статей / под ред. А.М. Брянцева. М.: Знак, 2004.
- 11.7. **Кочкин В.Н., Дементьев Ю.А.** Управляемые линии электропередачи // Электрические станции. 1999. № 2. С. 31—38.
- 11.8. **Болдырев Е.А.** Работа преобразовательных устройств нового класса в электропередачах переменного и постоянного тока // Электричество. 2001. № 9. С. 68—76.
- 11.9. **Перспективы** применения в ЕЭС России гибких (управляемых) электропередач переменного тока / В.В. Дорофеев, Ю.Г. Шакарян, В.И. Кочкин и др. // Электрические станции. 2004. № 8. С. 10—13.
- 11.10. **Рыжов Ю.П., Моти Бирджанди А.А.** Режимные характеристики линии переменного тока с векторным управлением // Электричество. 2004. № 9. С. 2—10.

Глава двенадцатая

СИЛОВАЯ ЭЛЕКТРОНИКА

Содержание

- 12.1. Введение
- 12.2. Силовые электронные ключи
- 12.3. Преобразователи электроэнергии
- 12.4. Применение силовой электроники в электроэнергетике
- Контрольные вопросы
- Литература для самостоятельного изучения

12.1. Введение

Силовая электроника — область техники, связанная с управлением потоками электроэнергии посредством мощных электронных приборов. Последние, как правило, работают в ключевых режимах, пропуская или блокируя поток электроэнергии, что позволяет изменением алгоритмов их переключения управлять усредненными значениями мгновенной мощности по требуемым законам.

Появление и промышленное использование устройств силовой электроники относится к началу XX в. В качестве первых силовых электронных приборов начали использовать ртутные вентили.

В 1948 г. изобретение транзистора открыло новую эру в электронике. Так в 1956 г. был создан мощный полупроводниковый прибор — тиристор. На основе этого прибора началось интенсивное развитие силовых электронных устройств, сферы применения которых были значительно расширены. Однако неполная управляемость тиристора и относительно невысокое быстродействие явились существенными факторами, ограничивающими дальнейшее развитие силовой электроники. И только в начале 80-х годов намечается новый революционный этап в ее развитии, обусловленный научно-техническими и технологическими достижениями в области создания высокоэффективных, полностью управляемых силовых электронных приборов — мощных биполярных и полевых транзисторов, запираемых тиристоров и биполярных транзисторов с изолированным затвором. Одновременно в устройствах силовой электроники стали успешно использоваться новейшие достижения микроэлектроники, в частности микропроцессорные средства. При этом на основе интеграции этих средств были созданы «интеллектуальные», или «разумные», схемы, которые определили новые возможности совершенствования силовых электронных устройств и расширили области их применения.

По мнению многих ведущих технических специалистов, силовая электроника является наиболее интенсивно развивающейся и перспективной областью техники. Например, в трудах IEEE отмечается, что «в ХХI в. две технологии будут иметь наибольшее значение — компьютеры и силовая электроника в электроприводе. Первая технология станет выполнять функции разума, а последняя — мускулов». При этом специалисты в области силовой электроники считают, что основополагающим фактором ее развития является эффективность используемых электронных ключей. По существу, этапы развития силовой электроники определяются принципиальными достижениями в технологиях силовых ключей.

Термин «силовая электроника» получил широкое распространение сравнительно недавно. До его появления преимущественно использовался термин «силовая преобразовательная техника», что соответствовало основным решаемым в этой области научно-техническим задачам преобразования одного вида электрической энергии в другой. За последние годы функции силовых полупроводниковых устройств существенно расширились. Они стали использоваться в качестве аппаратов коммутации и защиты, регуляторов, активных фильтров и др.

12.2. Силовые электронные ключи

Электронным ключом называется устройство для замыкания и размыкания силовой электрической цепи, содержащее по крайней мере один управляемый вентильный прибор (вентиль) — электронный прибор, проводящий ток в одном направлении. На основе двух или более вентильных приборов были созданы двунаправленные ключи, проводящие ток в двух направлениях. Термин «силовой» означает, что осуществляется управление потоком электрической энергии, а не потоком информации. К «силовым» приборам принято относить приборы с максимально допустимым значением среднего тока свыше 10 А или импульсным током свыше 1000 А. В настоящее время функции силовых электронных ключей выполняют силовые полупроводниковые приборы, физической основой которых являются полупроводниковые структуры с различными типами электронной проводимости.

Силовые полупроводниковые приборы можно классифицировать по различным признакам: принципу действия, конструктивному исполнению, электрическим параметрам, применению и др. Поскольку полупроводниковые приборы являются нелинейными элементами, то их существенными характеристиками являются вольт-амперные характеристики (ВАХ), связывающие значения токов и напряжений прибора в различных режимах его работы.

Статическим режимом работы ключа называется установившийся после переключения режим его работы в одном из следующих состояний: включенном (проводящем) или выключенном (непроводящем). Основной характеристикой ключа в этом режиме является *статическая ВАХ*. В отличие от идеального ключа (рис. 12.1) ВАХ реального ключа в про-

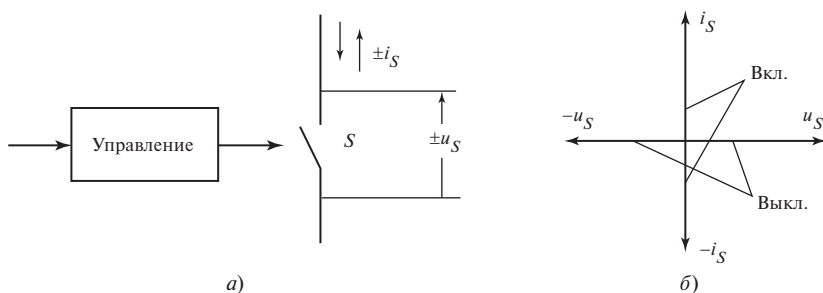


Рис. 12.1. Идеальный ключ:

а — условное обозначение ключа; *б* — статическая ВАХ

водящем состоянии имеет прямое падение напряжения Δu_S , а в непроводящем — пропускает остаточный ток i_S (прямой или обратный). На рис. 12.2, *а* приведена статическая ВАХ ключа с односторонней проводимостью прямого тока, например полупроводникового диода. В общем случае она описывается аналитическими уравнениями. Для упрощения анализа цепей, содержащих электронные ключи, ВАХ последних аппроксимируются более простыми математическими функциями (рис. 12.2, *б*), позволяющими посредством несложных математических преобразований произвести предварительную оценку установившихся электрических параметров цепи, содержащей такие элементы.

На аппроксимированной ВАХ (рис. 12.2, *б*) начальный участок при прямом напряжении представлен отрезком Δu_S , а углы $\alpha_{пр}$ и $\beta_{пр}$ соответствуют наклону аппроксимированных ВАХ в прямом и обратном направлениях.

Динамические режимы работы ключа называется его работа в процессе перехода из одного состояния (например, включенного) в другое (например, выключенное) и наоборот. Применительно к ключам, рабо-

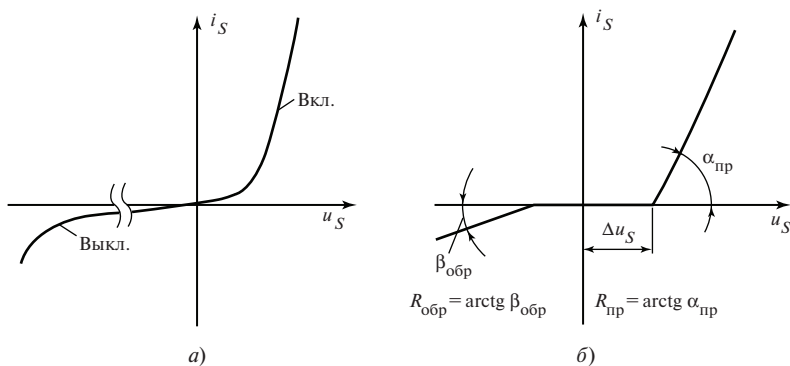


Рис. 12.2. Пример статических ВАХ полупроводниковых ключей:

а — типовая ВАХ диода; *б* — аппроксимированная ВАХ диода

тающим в электрических цепях, такие процессы называют также коммутационными, так как они соответствуют включению (отключению) цепи в электрической схеме или переводу тока из одной ветви электрической схемы в другую.

Одной из основных характеристик работы ключа в динамическом режиме является *динамическая ВАХ*, которая представляет собой зависимость напряжения на ключе u_S от протекающего в нем тока в переходном процессе. Динамические ВАХ называют также траекториями переключения (коммутации) электронного ключа. Переходные процессы в ключах зависят от быстродействия и параметров элементов электрической цепи.

Статические и динамические ВАХ ключевых приборов позволяют не только оценивать потери в них мощности, но и определять область их безопасной работы.

Диод — полупроводниковый прибор с двумя выводами, связанными с областями различных типов электрической проводимости: электронной — n -типа и дырочной — p -типа. На границе этих областей возникает электронно-дырочный переход, физические явления в котором позволяют изменять проводимость диода, придавая ему свойства электронного ключа с односторонней проводимостью и неполной управляемостью. Вывод диода со стороны p -области называют анодом (A), а со стороны n -области — катодом (C) (рис. 12.3). При подключении внешнего источника напряжения к аноду «минусом» относительно катода (такое подключение относительно p - n -перехода называют обратным) состояние равновесия зарядов в диоде нарушается и в диоде протекает небольшой ток i_0 . Этот ток слабо зависит от обратного напряжения u_R . Увеличение напряжения u_R приводит к возникновению пробоя, сопровождаемого резким увеличением электрической проводимости диода, и к его возможному разрушению. При подключении к диоду внешнего источника прямого напряжения u_F («плюс» источника — к p -области, а «минус» — к n -области) напряжение потенциального барьера в электронно-дырочном переходе снижается, в результате в диоде протекает прямой ток i_F .

Скорости спада и нарастания тока в диоде зависят от его конструкции, параметров подключенной цепи и др. Следует отметить, что из-за накоп-

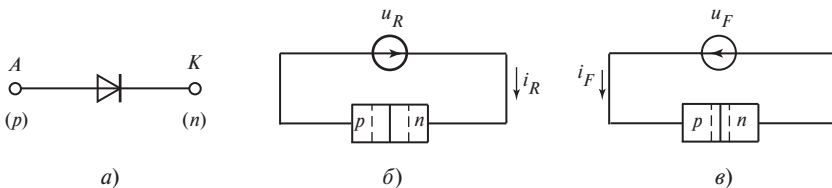


Рис. 12.3. Подключение диода к внешней цепи:

a — обозначение диода; b — схема подключения напряжения обратной полярности; c — схема подключения напряжения прямой полярности

ления диодом в проводящем состоянии избыточных носителей электрических зарядов его выключение сопровождается незначительным по значению и быстро прекращающимся обратным током. Это явление может вызывать на диоде опасные перенапряжения. Одним из распространенных средств борьбы с этим является шунтирование диода демпфирующей RC -цепью.

По основным параметрам и назначению диоды принято разделять на три группы: общего назначения, быстровосстанавливающиеся и диоды Шоттки.

Диоды общего назначения имеют высокие значения обратного напряжения (до 10 кВ) и прямого тока (до 10 кА). Массивная структура диодов ухудшает их быстродействие. Поэтому время обратного восстановления (выключения) диодов обычно находится в диапазоне 25—100 мкс, что ограничивает их использование в цепях с частотой не выше 500 Гц. Как правило, они работают в промышленных сетях с частотой 50 (60) Гц. Прямое падение напряжения на диодах этой группы достигает 2,5—3 В в приборах высокого напряжения. Диоды общего назначения выпускаются в различных корпусах. Наибольшее распространение получили штыревое и таблеточное исполнения (рис. 12.4).

Быстровосстанавливающиеся диоды. При производстве этой группы диодов используются различные технологические методы, уменьшающие время их обратного восстановления. В частности, применяется легирование кремния методом диффузии золота или платины. Благодаря этому удается снизить время обратного восстановления до 3—5 мкс. Однако при этом снижаются допустимые значения прямого тока и обратного напряжения. Допустимые значения тока составляют от 10 А до 1 кА, обратного напряжения — от 50 В до 3 кВ. Наиболее быстродействующие диоды напряжением до 400 В и током 50 А имеют время обратного восстановления 0,1—0,5 мкс. Такие диоды можно использовать в импульсных и высокочастотных цепях с частотами 10 кГц и более.

Диоды Шоттки. Принцип действия диодов Шоттки основан на свойствах области перехода между металлом и полупроводниковым материалом. Для силовых диодов в качестве полупроводника используется обедненный слой кремния n -типа. При этом в области перехода со стороны металла имеет место отри-

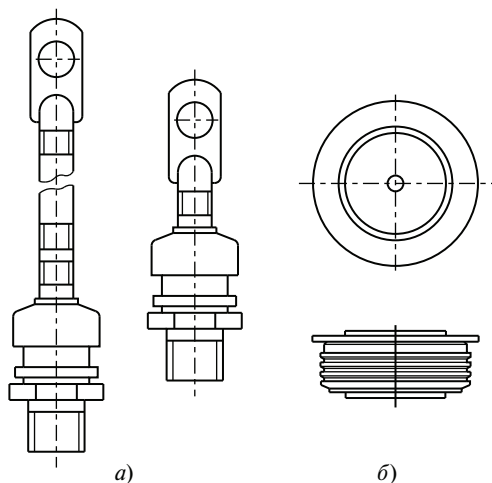


Рис. 12.4. Конструкции диодов:
а — штыревая; б — таблеточная

цательный заряд, а со стороны полупроводника — положительный. Особенностью диодов Шоттки является то, что прямой ток обусловлен движением только основных носителей заряда — электронов. Диоды Шоттки, таким образом, являются униполярными приборами с одним типом основных носителей заряда. Отсутствие неосновных носителей существенно уменьшает инерционность диодов Шоттки. Время восстановления приборов обычно составляет не более 0,3 мкс, падение прямого напряжения — примерно 0,3 В. Значения обратных токов в этих диодах на 2—3 порядка выше, чем в диодах с *p-n*-переходом. Диапазон предельных обратных напряжений обычно ограничивается 100 В, поэтому диоды Шоттки используются в высокочастотных и импульсных цепях низкого напряжения.

Силовой транзистор — это электронный прибор на основе полупроводникового кристалла, имеющий три (или более) электрода и предназначенный для усиления, генерирования и преобразования электрических колебаний. В силовых электронных аппаратах транзисторы используются в качестве полностью управляемых ключей. В зависимости от сигнала управления транзистор может находиться в закрытом (низкая проводимость) или в открытом (высокая проводимость) состоянии. В закрытом состоянии транзистор способен выдерживать прямое напряжение, определяемое внешними цепями, при этом ток транзистора имеет небольшое значение. В открытом состоянии транзистор проводит прямой ток, определяемый внешними цепями, при этом напряжение между силовыми выводами транзистора мало. Транзисторы не способны проводить ток в обратном направлении, и большинство их типов не выдерживают обратного напряжения.

По принципу действия различают следующие основные классы силовых транзисторов: *биполярные*, *полевые*, среди которых наиболее распространены транзисторы типа металл-оксид-полупроводник (МОП) (англ. MOS — metal oxide semiconductor), и *биполярные с изолированным затвором* (МОПБТ) (англ. IGBT — insulated gate bipolar transistor).

Биполярные транзисторы состоят из трех слоев полупроводниковых материалов с различным типом проводимости. В зависимости от порядка чередования слоев структуры различают транзисторы *n-p-n*- и *p-n-p*-типов (рис. 12.5). Среди силовых транзисторов более распространены транзисторы *n-p-n*-типа. Средний слой структуры таких транзисторов называют базой (*B*). Внешний слой, инжектирующий (внедряющий) носители, называется эмиттером (*E*), собирающий носители — коллектором (*C*). Каждый слой структуры имеет выводы для соединения с внешними источниками напряжения.

Из принципа действия биполярных транзисторов следует, что токи эмиттера и коллектора зависят от значения тока базы, который в схемах электронных ключей является *током управления*. Следовательно, биполяр-

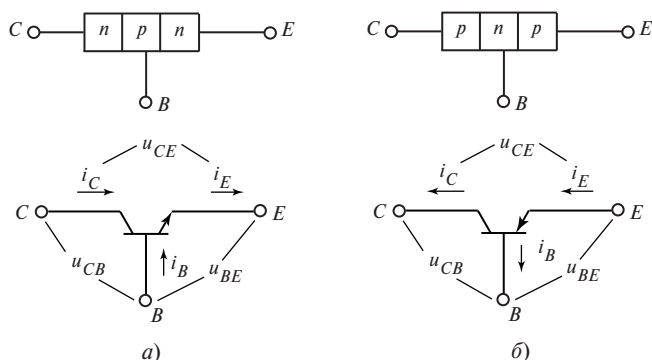


Рис. 12.5. Структуры и символы биполярных транзисторов:
 а — n - p - n -типа; б — p - n - p -типа

ные транзисторы могут рассматриваться как электронные ключи, которые управляются током. Биполярные транзисторы на ток 50 А и более обычно рассчитаны на напряжение менее 600 В и частоту коммутации до 20 кГц. Применение силовых электронных ключей на основе биполярных транзисторов связано с необходимостью больших затрат мощности на их управление и, кроме того, ограничено относительно низкой рабочей частотой.

Полевые транзисторы (МОП-транзисторы). Принцип действия этих транзисторов основан на изменении электрической проводимости на границе диэлектрика и полупроводника под воздействием электрического поля. В качестве диэлектрика обычно используются оксиды, например диоксид кремния SiO_2 .

Различают МОП-транзисторы с индуцированным и встроенным каналами. Оба типа приборов имеют выводы из структуры транзисторов: сток D , исток S , затвор G , а также вывод от подложки B , соединяемой обычно с истоком. В зависимости от типа электрической проводимости канала различают также транзисторы с n - и p -типами каналов. На рис. 12.6 изображены структуры и символы МОП-транзисторов с каналами n -типа. Для снижения сопротивления областей, соединенных с выводами транзистора, их выполняют с повышенным содержанием носителей заряда и обозначают дополнительным верхним индексом, например n^+ -типа. В МОП-транзисторах с индуцированным каналом последний образуется только при подаче напряжения соответствующей полярности на управляющий затвор относительно объединенных выводов истока и подложки, т.е. они работают в режиме обогащения носителями зарядов, что позволяет управлять током стока.

В транзисторах со встроенным каналом ток в цепи сток—исток протекает и при отсутствии напряжения на затворе. Для управления этим

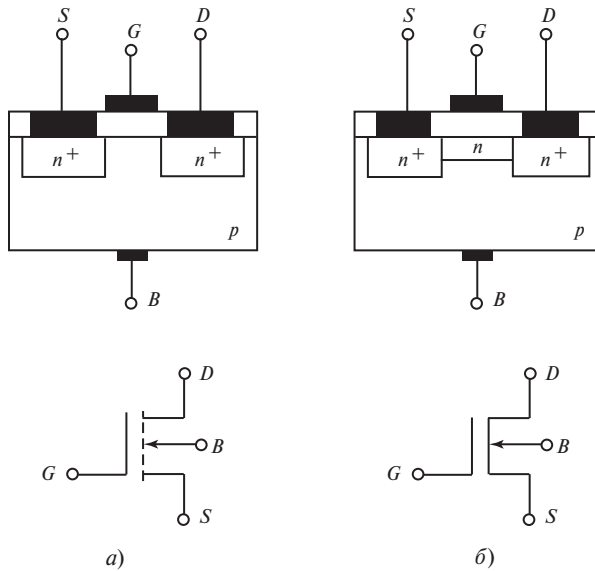


Рис. 12.6. Структуры и символы МОП-транзисторов с проводящим каналом n -типа:

а — с индуцированным каналом; *б* — со встроенным каналом

током на затвор может подаваться напряжение как больше нуля для обогащения канала, так и меньше нуля для его обеднения носителями.

Принципиальным отличием МОП-транзисторов от биполярных является то, что они управляются напряжением, а не током. Основные процессы в МОП-транзисторах обусловлены одним типом носителей, что повышает их быстродействие. Поэтому МОП-транзисторы называются также *униполярными транзисторами*.

Допустимые значения коммутируемых токов МОП-транзисторов сильно зависят от напряжения. Например, при токах до 50 А допустимое напряжение обычно не превышает 500 В, сопротивление проводящего канала примерно 0,5 Ом, частота коммутации обычно не превышает 100 кГц.

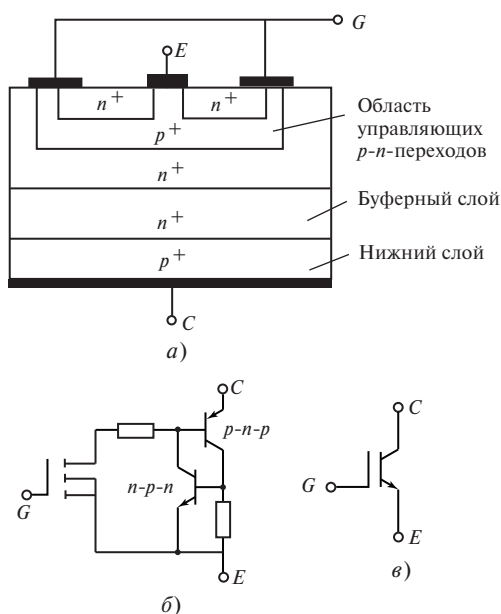
Биполярные транзисторы с изолированным затвором (МОПБТ). Стремление объединить в одном транзисторе положительные свойства биполярного и полевого транзисторов привело к созданию МОПБТ. Выполненный в одном кристалле, он имеет низкие значения мощности потерь во включенном состоянии подобно биполярному транзистору и высокое входное сопротивление цепи управления, характерное для полевых транзисторов.

На рис. 12.7 представлены структура, эквивалентная схема и символ МОПБТ с каналом n -типа. Эта структура во многом подобна структуре МОП-транзистора. Принципиальная разница заключается в наличии нижнего слоя

Рис. 12.7. Структура (а), эквивалентная схема (б) и символ (в) биполярного транзистора с изолированным затвором

с проводимостью p^+ -типа, который придает МОПБТ свойства биполярного транзистора.

При отсутствии напряжения на затворе транзистор закрыт. Включение транзистора с каналом n -типа осуществляется подачей положительного напряжения на затвор относительно истока (эмиттера). Коммутируемые токи современных силовых МОПБТ (в модульном исполнении) достигают 1,2 кА при напряжении 3,5 кВ, а частота в зависимости от нагрузки находится в диапазоне 10—100 кГц.



Тиристор — это полупроводниковый прибор с двумя устойчивыми состояниями, имеющий три или более $p-n$ -переходов, который может переключаться из закрытого состояния в открытое и наоборот. Обычный тиристор является силовым электронным не полностью управляемым ключом. Поэтому иногда в технической литературе его называют одно-операционным тиристором, который может сигналом управления переводиться только в проводящее состояние, т.е. включаться. Для его выключения необходимо принимать специальные меры, обеспечивающие спадание прямого тока до нуля.

Тиристор имеет четырехслойную структуру $p-n-p-n$ с тремя выводами: анод A , катод C и управляющий электрод G (рис. 12.8).

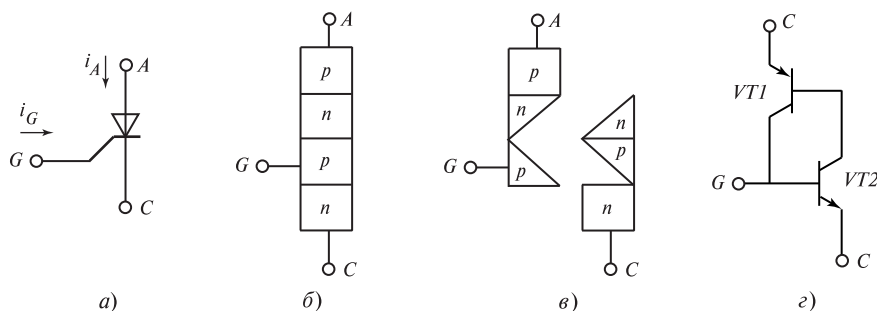


Рис. 12.8. Обычный тиристор:

a — обозначение; $б$ — структура; $в$ — представление в виде двух трехслойных структур; $г$ — эквивалентная схема замещения

Структуру тиристора можно представить в виде двух соединенных трехслойных структур: $p-n-p$ и $n-p-n$, эквивалентных биполярным транзисторам. В этом случае ток анода тиристора i_A может быть выражен через обратные токи (тепловые токи коллекторных переходов) эквивалентных биполярных транзисторов $VT1$ и $VT2$. Такая схема соединенных трехслойных структур содержит внутренние положительные обратные связи. Увеличение тока управления тиристора i_G приводит к включению транзистора $VT2$ и соответственно к увеличению тока базы транзистора $VT1$ и его включению. Благодаря положительной обратной связи между этими эквивалентными транзисторами включение тиристора начинает лавинообразно развиваться до состояния, когда ток ограничен сопротивлением нагрузки. При этом ток открытого тиристора должен превышать минимальное значение, удерживающее тиристор в открытом состоянии. Для ускорения включения передний фронт импульса управления должен быть крутым, иметь амплитуду, указанную в технических условиях на применение в конкретных условиях, а длительность импульса зависит от параметров схемы и алгоритма ее работы.

Учитывая неполную управляемость тиристора, различают естественный и принудительный (искусственный) способы выключения. Первый способ используется для выключения тиристора в цепи переменного тока при изменении полярности последнего. Второй способ основан на подключении к выключаемому тиристоры источника энергии, способного развить ток, направленный встречно прямому току выключаемого тиристора, обеспечив падение последнего до нуля, т.е. выключение тиристора. При этом следует отметить, что для восстановления тиристором запирающей способности к напряжению после прохождения прямого тока через нуль необходимо обеспечить паузу длительностью от единиц до сотен микросекунд для восстановления запирающих свойств тиристора в зависимости от его типа. На рис. 12.9 представлен пример схемы принудительного выключения тиристоры в цепи постоянного тока посредством предварительно заряженного конденсатора C_K . После прохождения тока i_{VS} через нуль к тиристоры вновь может быть приложено прямое напряжение u_{AC} в течение времени $t \geq t_q$ и запирающие свойства тиристора восстанавливаются.

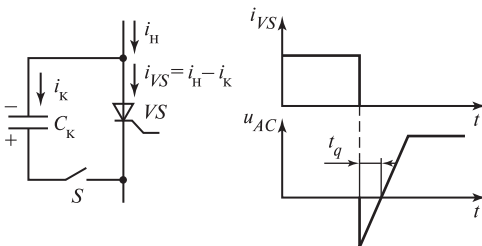


Рис. 12.9. Способ выключения тиристоры

Тиристоры являются электронными ключами большой мощности, способными коммутировать цепи с напряжением до 10 кВ и токами до 10 кА. В то же время частота таких приборов обычно не превышает 1 кГц. Конструктивные исполнения тиристоры и силовых диодов во многом сходны.

Существует большое разнообразие типов тиристоров, весьма различных по своим характеристикам и функциональным возможностям (рис. 12.10). Среди них следует выделить:

запираемые тиристоры;

быстродействующие тиристоры для инверторов (с временем выключения менее 10 мкс);

объединенные конструктивно пары встречноключенных тиристоров (симисторы, или триаки);

асимметричные тиристоры, в которых обычный тиристор интегрально объединен со встречноключенным силовым диодом, обеспечивающим протекание встречного для тиристора тока;

оптотиристоры, управляемые световым потоком;

диодные тиристоры (динисторы), включаемые импульсом прямого напряжения.

Неполная управляемость обычных (традиционных) тиристоров существенно снижает эффективность их применения. Для устранения этого недостатка созданы и продолжают разрабатываться тиристоры, запираемые по управляющему электроду. Среди них чаще всего выделяют три типа запираемых тиристоров:

запираемый тиристор (англ. GTO — gate turn-off thyristor), переключаемый в открытое состояние и наоборот путем подачи на управляющий электрод сигналов соответствующей полярности;

тиристор, переключаемый по управляющему электроду (англ. GCT — gate commutated thyristor), и его разновидность — тиристор, переключаемый по управляющему электроду с интегрированным управлением (англ. IGCT — integrated gate commutated thyristor), отличающийся наличием интегрированной с тиристором схемы управления;

тиристор с полевым управлением (англ. MCT — MOS—control thyristor), содержащий два полевых транзистора, один из которых обеспечивает процесс включения, подавая импульс тока на управляющий электрод, а второй — аналогично процесс выключения тиристора.

Тиристоры GTO и GCT способны блокировать напряжение до 6 кВ и управлять током 6 кА. При этом GCT превосходит GTO по быстродействию и стойкости к скоростям напряжения и тока. Коэффициент усиления по току управления в GCT равен 1, что в 3—5 раз выше, чем в GTO. В то же время длительность тока управления в GCT не превышает 1 мкс.

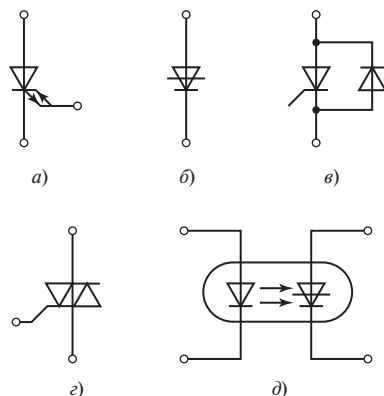


Рис. 12.10. Типы тиристоров:

а — запираемый тиристор; *б* — динистор; *в* — диод-тиристор; *г* — симистор; *д* — оптотиристор

Тиристоры типа MCT имеют ряд принципиальных преимуществ перед тиристорами типа GTO и GCT в части быстродействия и более простой реализации управления. Современные образцы MCT показывают способность коммутировать мощности свыше 10 МВт при частоте 10 кГц.

Сравнение силовых полупроводниковых ключей. Основными показателями, определяющими область применения приборов, являются значения коммутлируемой мощности и быстродействие. Условно можно разделить коммутлируемую прибором мощность на три диапазона: низкую (до 100 кВт), среднюю (100 кВт — 10 МВт) и высокую (от 10 МВт — свыше 100 МВт). Соответственно по быстродействию можно выделить следующие диапазоны рабочих частот: низкочастотные (до 3 кГц), среднечастотные (до 20 кГц) и высокочастотные (до 1 МГц и выше). В области средней мощности наиболее широко применяются транзисторы типа МОПБТ (IGBT). В то же время модульное исполнение этих приборов позволяет увеличить рабочее напряжение до 3,5 кВ при токе 1200 А и более. Модуль (HVIGBT) высокого напряжения является ключом большой мощности. При этом его управляемость превосходит приборы типов GTO и GCT.

В настоящее время в преобразователях частоты в системах электропривода и инверторах для систем бесперебойного электроснабжения средней мощности применяется прибор IGBT. Создание модулей высокого напряжения HVIGBT сделало прибор конкурентоспособным с наиболее мощными приборами для создания преобразователей в энергетике, в частности, для «вставок» постоянного тока в линиях электропередачи и для тягового электротранспорта.

Низкочастотным и не полностью управляемым прибором большой мощности является традиционный тиристор. В настоящее время номинальная мощность запираемых тириستоров GCT и GTO достигает значения мощности традиционного тиристора, выполненного на 6-дюймовой пластине кристалла кремния. Более детальное сравнение GTO и GCT показывает, что применение последнего позволяет улучшить КПД инвертора мощностью 10 МВ · А и снизить массу примерно на 25 % за счет отсутствия ЦФТП (снаббера). Характеристики силовых электронных ключей за последние годы постоянно улучшаются. Основой этого являются новые технические решения в областях создания конструкций структур приборов и развития электронных технологий, позволяющих их реализовать. Подтверждением этого является разработка:

МОП-транзисторов с очень низким сопротивлением в открытом состоянии (Coor-MOS);

модификаций GTO с «прозрачным» эмиттером, «буферным» слоем, сильно разветвленным катодом в виде многочисленных интегрированных сегментов, с шунтированием большого числа участков анода;

приборов GCT и IGCT с «жестким управлением»;

модуля IGBT высокого напряжения.

Этот перечень может быть значительно расширен.

Практически все силовые электронные ключи выполняются на основе кристаллов кремния с добавкой различных примесей, изменяющих характер проводимости структур приборов. Успехи развития полупроводниковых приборов на базе кремния не исключали проведения многолетних научных исследований в целях замены его новым материалом, позволяющим значительно улучшить характеристики полупроводниковых приборов.

В публикациях на эту тему указываются следующие материалы, рассматриваемые в качестве потенциальных заменителей кремния: арсенид галлия, разновидности карбида кремния и алмаз. По ряду своих свойств, имеющих важное значение для характеристик полупроводников, они значительно превосходят кремний. Однако существуют нерешенные технические проблемы замены ими кремния в настоящее время. Так, указываются следующие основные достоинства и недостатки материалов, рассматриваемых в качестве возможных заменителей кремния.

Арсенид галлия позволяет получить меньшее сопротивление в проводящем состоянии, повысить быстродействие, пробивное напряжение и рабочую температуру полупроводниковых приборов. Однако механические свойства арсенида галлия затрудняют создание пластин кристалла с диаметром, необходимым для производства мощных приборов.

Карбид кремния имеет значительные преимущества перед кремнием в обеспечении электрических характеристик приборов (сопротивления), стойкости к пробивному напряжению и способности работать при высоких температурах. Однако его механические свойства не позволяют создавать в настоящее время пластины диаметром более 1 дюйма.

Алмаз имеет очень привлекательные свойства для создания полупроводниковых приборов, но реализация их требует развития специальных технологий выращивания кристаллов, которые в настоящее время отсутствуют.

Из рассмотренных материалов наиболее перспективным на ближайшее будущее считается карбид кремния. Согласно данным ведущих специалистов этой области, в настоящее время разработаны диоды Шоттки, падение напряжения которых в проводящем состоянии составляет 1,2 В в приборе, рассчитанном на напряжение 1600 В. Развитие и внедрение технологий на основе карбида кремния, позволит снизить потери в силовых ключах в десятки раз, что откроет новый этап в развитии силовой электроники.

Модули силовых электронных ключей. Для улучшения технико-экономических показателей преобразователей, регуляторов и других силовых электронных устройств широко используется интеграция силовых ключей, соединенных, как правило, по типовым, наиболее распространенным схемам. Интегрированные отдельные приборы в одном, обычно пластмассовом корпусе, с теплоотводящим основанием называются *модулем*. При этом металлическое основание для отвода тепла отделяется от токопрово-

дящих элементов специальным электроизоляционным слоем. Этот слой обеспечивает необходимую электрическую изоляцию.

На основе последовательного и параллельного соединения транзисторов создаются модули ключей с двунаправленной проводимостью тока, способных выдерживать как обратное, так и прямое напряжение в закрытом состоянии в целях постоянного и переменного тока. Создание широкой гаммы модулей значительно сокращает затраты на разработку и производство силовых электронных устройств. Конструктивно силовые модули выполняются в корпусах, предназначенных для поверхностного монтажа. Развитие высоких технологий в области силовой электроники привело к концу 80-х годов к созданию новой элементной базы, получившей название «разумные» силовые интегральные схемы (англ. smart power integrated circuits) или «интеллектуальных» силовых интегральных схем (ИСИС). По существу ИСИС являются электронными модулями, объединяющими в одном кристалле (или корпусе) как силовые электронные компоненты, например силовые транзисторы, так и схемы их управления, защиты, диагностики состояния модуля, а также различные интерфейсы. Последние позволяют обеспечить функционирование модуля в системе с учетом обмена информацией и контроля более высокого уровня. Электронные модули можно определить как устройство, функционально и конструктивно объединяющее элементы силовой и информационной электроники на основе высоких технологий их интеграции. Большинство современных ИСИС имеют собственную защиту силовых ключей по току, напряжению и температуре. Основой такой защиты являются датчики, контролирующие эти параметры. Использование традиционных методов измерения с непосредственным включением датчиков в силовые цепи, например дополнительных сопротивлений, имеет ряд недостатков, в частности, дополнительные потери мощности и др. Поэтому для этих целей используют методы, основанные на измерении косвенных параметров. Например, ток нагрузки может быть определен по напряжению транзистора во включенном состоянии. С этой целью в качестве датчиков используют измерительные транзисторы малой мощности, включаемые таким образом, чтобы минимизировать потери мощности при измерении и обеспечить максимальное быстродействие защиты. Основными преимуществами применения ИСИС являются: существенное улучшение массогабаритных показателей преобразовательных устройств, минимизация монтажных соединений, программное изменение функций и высокие технические характеристики. Использование силовых интегральных модулей совместно с другими функциональными узлами в интегральном исполнении, создание специализированных печатных плат с высокоточными соединениями для установки силовых модулей и других силовых элементов является перспективным направлением в дальнейшем развитии силовой электроники.

12.3. Преобразователи электроэнергии

Выпрямитель. Выпрямление — это преобразование энергии переменного тока в энергию постоянного тока. Принцип электронного силового выпрямления основан на использовании свойств силовых электронных вентильных приборов проводить однонаправленный ток. Процессы при выпрямлении определяются:

видом вентильного прибора и способом его управления;

характером нагрузки на стороне постоянного тока;

техническими характеристиками источника энергии переменного тока.

При рассмотрении принципа выпрямления принимаем следующие основные допущения:

на стороне переменного тока включен источник напряжения синусоидальной формы со стабильной частотой;

в качестве вентильных приборов используются диод или тиристор с «идеальными» характеристиками (см. § 12.2);

нагрузка представляется сосредоточенными элементами;

потери мощности в схеме выпрямления отсутствуют.

Для более детального представления зависимости процессов выпрямления от различных факторов рассмотрим *однофазную мостовую схему выпрямления с активной нагрузкой R_d* (рис. 12.11, а).

На диаграммах здесь и далее будем использовать в качестве временного параметра угол $\vartheta = \omega t$, где ω — угловая частота переменного напряжения.

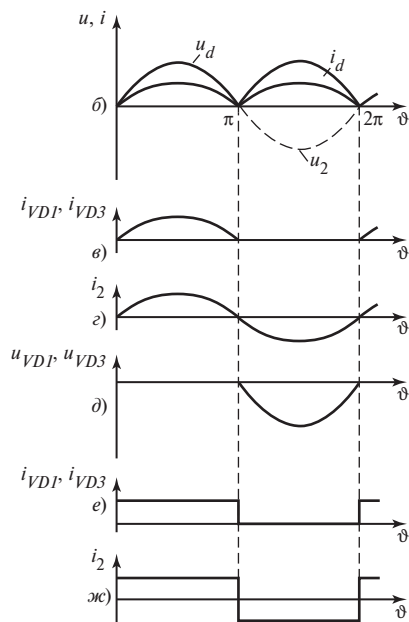
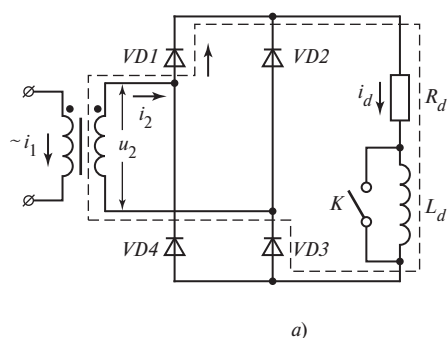


Рис. 12.11. Однофазный неуправляемый выпрямитель (мостовая схема):

а — схема; б, в, г, д, е, ж — ток и напряжение на элементах схемы при работе на активную и активно-индуктивную нагрузку

Однофазный неуправляемый выпрямитель работает следующим образом. Предположим, что в первом полупериоде к началу вторичной обмотки питающего трансформатора приложено положительное напряжение (интервал $0—\pi$ на рис. 12.11, б). В этом случае открыты диоды $VD1$ и $VD3$ и ток протекает в контуре, отмеченном на рис. 12.11, а пунктирной линией: через вторичную обмотку трансформатора, вентили $VD1$ и $VD3$ и нагрузку сопротивлением R_d (в этом случае ключ K замкнут). В этом случае к нагрузке будет приложено напряжение вторичной обмотки u_2 . Диоды $VD2$ и $VD4$ в этом интервале закрыты, так как к ним приложено напряжение вторичной обмотки трансформатора, являющееся для них обратным. Смена полярности напряжения на обмотке трансформатора приводит к тому, что открывается вторая пара диодов ($VD2$ и $VD4$), а диоды $VD1$ и $VD3$ закрываются (интервал $\pi—2\pi$ на рис. 12.11, б). Таким образом, диоды схемы работают попарно, пропуская через нагрузку обе полуволны переменного тока. Выпрямленное напряжение представляет собой однополярные полуволны переменного напряжения. Ток в активной нагрузке R_d полностью повторяет форму выпрямленного напряжения. На рис. 12.11, в—д представлены кривые токов в диодах $VD1$, $VD3$ и обмотке трансформатора, а также обратное напряжение на диодах $VD1$, $VD3$.

Процессы выпрямления существенно зависят от характера нагрузки на стороне постоянного тока, в частности от наличия индуктивности в нагрузке выпрямителя. Такой режим возможен при включении в цепь нагрузки индуктивного фильтра (размыканием ключа K) или определяется параметрами потребителя (например, обмотки возбуждения электрических машин). Чем больше индуктивность L_d , тем меньше переменная составляющая в кривой i_d и тем больше сглажен выпрямленный ток.

При индуктивности реактора $L_d = \infty$ ток нагрузки является идеально сглаженным и имеет вид прямой линии, параллельной оси времени. На процессе переключения диодных групп это явление не сказывается, так как при смене полярности напряжения на вторичной обмотке идеального трансформатора ток может мгновенно изменить свое направление. Таким образом, ток в диодах имеет вид прямоугольных блоков длительностью π (рис. 12.11, е, ж).

При замене диодов VD в схеме на рис. 12.11, а на тиристоры VS получают управляемый выпрямитель. Импульсы управления должны подаваться одновременно на два тиристора, расположенных диагонально.

Рассмотрим работу управляемого выпрямителя на активную нагрузку (рис. 12.12, а—в). Например, в момент времени ϑ_1 (рис. 12.12, а) на тиристоры $VS1$ и $VS3$ подаются импульсы управления. Тиристоры включаются, и в интервале $\vartheta_1—\vartheta_2$ ток протекает в нагрузке R_d . В момент времени π ток проходит через нуль, и тиристоры $VS1$ и $VS3$ выключаются. В интервале $\pi—\vartheta_2$ все тиристоры выключены. Далее, в момент $\vartheta = \vartheta_2$ подаются

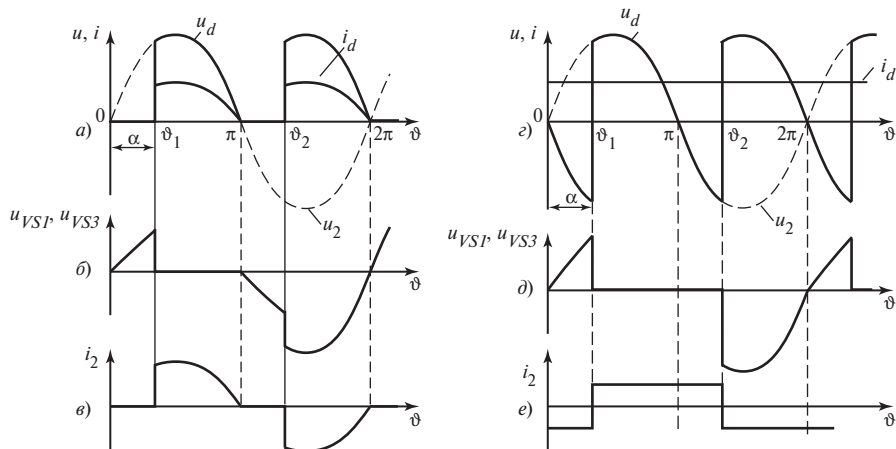


Рис. 12.12. Ток и напряжение на элементах однофазного управляемого выпрямителя при работе на активную и активно-индуктивную нагрузку

импульсы управления на следующую пару тиристоров — $VS2$ и $VS4$. Тиристоры $VS2$ и $VS4$ работают аналогично тиристорам $VS1$ и $VS3$, но только со сдвигом на π (интервал $\vartheta_2—2\pi$). Интервал времени $0—\vartheta_1$ принято называть углом управления α .

Из рис. 12.12, *a* видно, что ток в активной нагрузке R_d полностью повторяет форму кривой выпрямленного напряжения.

При введении в нагрузку реактора L_d со значительной индуктивностью ($L_d = \infty$) считают, что схема работает с идеально сглаженным током. Пусть в момент времени ϑ_1 (рис. 12.12, *z*) сигналы управления подаются на тиристоры $VS1$ и $VS3$. Как видно из рисунка, где изображены кривые выпрямленного напряжения u_d и выпрямленного тока i_d , ток в тиристорах ($VS1$ и $VS3$) не «обрывается» в момент прохождения фазного напряжения через нуль ($\vartheta = \pi$), как это было при активной нагрузке, а протекает в следующую пару вентилей до момента коммутации ($\vartheta = \vartheta_2$). Это обусловлено тем, что в реакторе индуктивностью L_d накапливается в первом полупериоде энергия, при которой ток i_d продолжает протекать после смены знака напряжения. Характерно, что в кривой выпрямленного напряжения u_d появляются участки положительного и отрицательного напряжения (рис. 12.12, *z*). На рис. 12.12, *д, e* представлены кривые напряжения на тиристорах $VS1$ и $VS3$ и тока i_2 в обмотке трансформатора при активно-индуктивной нагрузке.

Практический интерес может представлять исследование работы выпрямителя также при нагрузке в виде ЭДС постоянного тока, включенная с обратной для вентильного ключа полярностью. Такие схемы

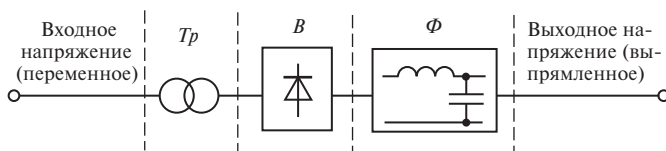


Рис. 12.13. Структурная схема выпрямителя

выпрямления называются схемами с противоЭДС в цепи нагрузки. Они применяются в устройствах заряда аккумуляторных батарей, в системах рекуперации (возврата) электроэнергии из источника постоянного тока в сеть переменного тока. Конденсатор фильтра большой емкости на выходе выпрямителя в некоторых режимах работы может рассматриваться как источник противоЭДС.

Основные параметры выпрямителей. Силовая часть выпрямителя в общем случае состоит из следующих основных узлов (рис. 12.13): трансформатора Tr , блока силовых полупроводниковых ключей B , выходного фильтра Φ (рис. 12.13).

Выпрямитель и его основные силовые элементы характеризуются следующими параметрами:

действующим значением входного напряжения (в большинстве случаев источником переменного тока является источник напряжения синусоидальной формы с угловой частотой ω и действующим значением U);

числом фаз m источника переменного тока;

средним значением выходного напряжения U_d ;

средним значением выходного тока I_d ;

коэффициентом пульсаций выходного напряжения $K_{\Pi u}$, характеризующим переменную составляющую напряжения U_{Π} на стороне постоянного тока;

коэффициентом гармоник (искажения) по току K_{Gi} — отношением действующего значения всех высших гармоник I_n к действующему значению основной (первой) гармоники периодической функции переменного тока I_i (входного тока выпрямителя);

коэффициентом амплитуды (крест-фактором) входного тока K_m — отношением максимального (пикового) значения несинусоидального тока к действующему значению этого тока I ;

коэффициентом мощности χ — отношением активной мощности, потребляемой выпрямителем $P_{\text{вх}}$, к полной мощности S , составляющими которой в общем случае являются активная, реактивная и мощность искажения. При синусоидальном входном напряжении U реактивная мощность Q_1 определяется коэффициентом сдвига $\cos \varphi_1$ между входным напряжением и первой гармоникой тока, а мощность искажения T зависит от коэффициента гармоник (искажения) тока K_{Gi} .

Классификация выпрямителей. Выпрямители обычно классифицируют: по мощности и напряжению, числу фаз напряжения, подаваемого на схему выпрямления, способу регулирования выходного напряжения, типу силовых электронных ключей.

Классификация по мощности и напряжению весьма условна. Обычно по мощности различают выпрямители: малой — до 1 кВт, средней мощности — до 100 кВт и большой — свыше 100 кВт, а по напряжению: низкого — до 250 В, среднего — до 1000 В и высокого — свыше 1000 В.

По числу фаз первичной обмотки трансформатора выпрямители подразделяются на однофазные, трехфазные и многофазные. Под схемой выпрямления, как правило, понимают схему соединения полупроводниковых элементов и трансформатора: с одним диодом (однофазная однополупериодная); со средней точкой (однофазная двухполупериодная и трехфазная); мостовая.

Отдельно выделяют класс выпрямителей с многофазной схемой выпрямления (шесть, двенадцать и более фаз вторичной обмотки трансформатора). Однако изготовление многофазных трансформаторов связано с конструктивными и технологическими трудностями, поэтому в большинстве случаев многофазные схемы получают путем последовательного или параллельного включения трехфазных выпрямителей, имеющих разные схемы соединения обмоток трансформаторов. Такие схемы называют многофазными эквивалентными или комбинированными.

В связи с повышением рабочих частот преобразования в целях улучшения массогабаритных показателей электронных устройств получили практическое применение, особенно в источниках вторичного питания, многозвенные структуры (схемы с непрямым преобразованием электроэнергии). В такой структуре переменное напряжение подается непосредственно (без входного трансформатора) на вентили выпрямителя, выходное напряжение которого преобразуется инвертором в переменный ток повышенной частоты и затем снова выпрямляется. Использование согласующего трансформатора повышенной частоты на выходе инвертора улучшает массогабаритные показатели выпрямителя в целом.

Иногда в качестве классификационного признака используется тип выходного фильтра (емкостной, индуктивный и др.), а также другие второстепенные признаки.

По способу регулирования в самом общем виде выпрямители разделяются на управляемые и неуправляемые. В управляемых выпрямителях основным регулируемым параметром, как правило, является среднее значение выходного напряжения U_d . Регулирование выходного напряжения может осуществляться:

- на стороне переменного тока;
- на стороне постоянного тока;

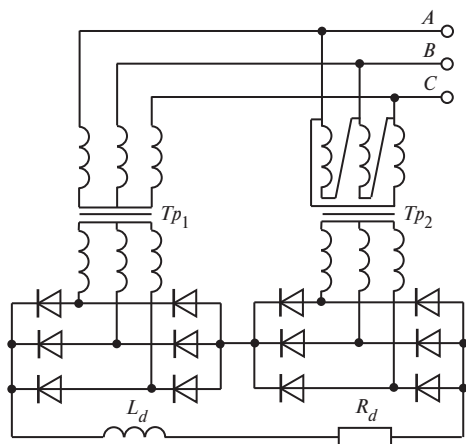


Рис. 12.14. Трехфазный двухмостовой выпрямитель с последовательным соединением мостов

непосредственным управлением ключевыми элементами схемы.

Неуправляемые выпрямители выполняются на диодах и не содержат каких-либо регулирующих устройств. Первые два способа реализуются введением в схемы регуляторов переменного или постоянного тока. Это позволяет регулировать напряжение в схеме на диодах.

Наибольшее распространение получил третий способ. Задержка момента подачи импульса приводит к соответствующей задержке включения тиристора и уменьшению среднего значения выходного напряжения. Современные системы

управления выполняются, как правило, на основе микропроцессоров, программа которых определяет алгоритм формирования импульсов управления.

Следует отметить, что в выпрямителях большой мощности с глубоким регулированием выходного напряжения предпочитают использовать первый способ регулирования, так как он практически не влияет на коэффициент мощности и гармонический состав тока и напряжения. В отдельных случаях оказывается целесообразным комбинированное регулирование, сочетающее первый и третий способы.

Выпрямители большой мощности выполняются на основе комбинированных трехфазных схем, соединяемых последовательно при высоких напряжениях или параллельно для получения больших токов (рис. 12.14).

В настоящее время широко применяются *многоуровневые* схемы, которые по своей топологии близки к комбинированным.

Инверторы. Инвертирование — преобразование энергии постоянного тока в энергию переменного тока. Термин «инвертор» происходит от латинского слова «*inversio*» — переворачивание, перестановка. Впервые этот термин в силовой электронике был введен для обозначения процесса, обратного выпрямлению. При этом поток энергии меняет свое направление на обратное и поступает от источника постоянного тока в сеть переменного тока. Такой режим был назван в противоположность выпрямительному режиму инверторным, а преобразователь *инвертором, ведомым сетью*. Последнее обусловлено тем, что коммутация его вентилей осуществляется под действием переменного напряжения внешней сети. Поскольку электрические параметры преобразователя в этом случае полностью опре-

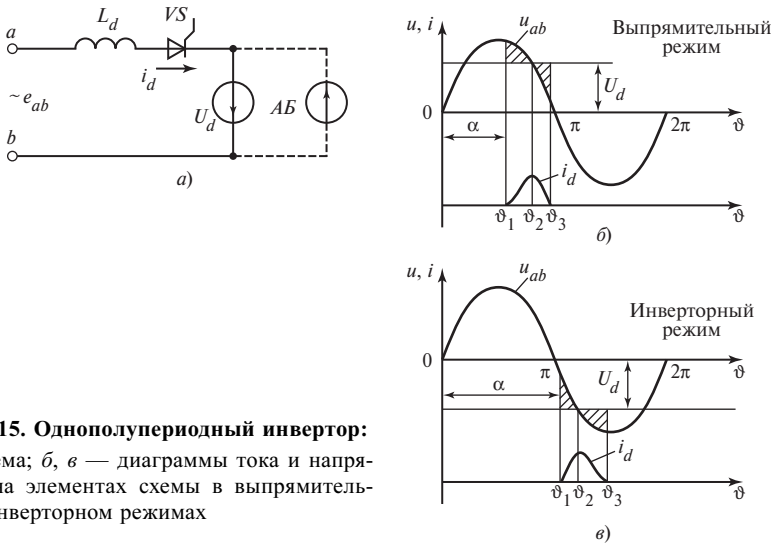


Рис. 12.15. Однополупериодный инвертор:

a — схема; $б, в$ — диаграммы тока и напряжения на элементах схемы в выпрямительном и инверторном режимах

деляются параметрами внешней сети переменного тока, его также иногда называют *зависимым инвертором*.

Принцип действия инвертора, ведомого сетью, рассмотрим на примере простейшей схемы, представленной на рис. 12.15. Допустим, что элементы схемы идеальные (см. § 12.2), а внутреннее сопротивление аккумуляторной батареи AB равно нулю.

Если вывод «плюс» батареи AB соединен с катодом тиристора VS (как показано на рис. 12.15 штриховой линией), то схема будет работать в выпрямительном режиме на нагрузку в виде противоЭДС. В этом режиме включение тиристора VS возможно при условии превышения ЭДС сети e_{ab} ЭДС, задаваемой аккумуляторной батареей. На рис. 12.15, $б$ представлены диаграммы напряжения и тока, иллюстрирующие работу схемы в выпрямительном режиме. При допущении равенства нулю внутренних сопротивлений источников переменного и постоянного токов можно считать, что их напряжения равны ЭДС, т.е. $e_{ab} = u_{ab}$ и $E_d = U_d$.

При подаче на тиристор импульса управления в момент времени $\vartheta = \vartheta_1$, определяемый углом управления α , тиристор включается, и из сети в аккумуляторную батарею поступает ток i_d . При наличии сглаживающего реактора L_d , ток i_d плавно изменяется во времени, увеличиваясь при $u_{ab} > U_d$, и уменьшаясь при $U_d > u_{ab}$. В момент времени ϑ_3 , соответствующий равенству заштрихованных площадей на рис. 12.15, $б$, ток i_d становится равным нулю, и тиристор VS выключается. Протекание в тиристоре тока i_d на интервале времени от ϑ_2 до ϑ_3 , когда $U_d > u_{ab}$, обусловлено накоплением электромагнитной энергии в реакторе L_d . Далее рассмотренные процессы периоди-

чески повторяются, в результате чего батарея AB заряжается выпрямленным током (ток i_d направлен встречно ЭДС).

Для перевода схемы в инверторный режим необходимо переключить тиристор или аккумуляторную батарею так, чтобы катод тиристора был соединен с выводом «минус» батареи. Рассмотрим инверторный режим более подробно.

Передача энергии от одного источника к другому происходит тогда, когда ток от отдающего источника направлен встречно ЭДС источника, принимающего эту энергию. Передача энергии в сеть от аккумуляторной батареи будет происходить в том случае, если ЭДС сети e_{ab} направлена встречно току i_d . На рис. 12.15, в представлены диаграммы напряжения и тока в элементах схемы для инверторного режима. Если в момент ϑ_1 на тиристор VS подать импульс управления, то тиристор включится, поскольку до момента времени ϑ_2 напряжение u_{ab} по абсолютному значению меньше напряжения U_d . Под воздействием разности напряжений $U_d - u_{ab}$ в цепи протекает ток i_d , противоположный по знаку напряжению сети u_{ab} . Наличие в схеме сглаживающего реактора L_d ограничивает скорость нарастания этого тока и его максимальное значение. За счет энергии, накапливаемой в реакторе, ток протекает через тиристор после того, как напряжение u_{ab} по абсолютному значению будет больше напряжения U_d и станет равным нулю в момент времени ϑ_3 , соответствующий равенству заштрихованных областей на рис. 12.15, в.

Схемы зависимых инверторов, по существу, не отличаются от схем управляемых выпрямителей. Поэтому они могут рассматриваться как схемы реверсивных преобразователей, способных передавать электрическую энергию из сети в источник постоянного тока (выпрямительный режим) и наоборот (инверторный режим). Для этого необходимо изменить полярность источника постоянного тока по отношению к тиристорам и изменить алгоритм формирования импульсов управления.

Основные характеристики инверторов, ведомых сетью. При анализе нормальных режимов работы инвертора важно знать его основные характеристики — входную и ограничительную.

Входная характеристика представляет собой зависимость входного напряжения инвертора U_d от среднего значения входного тока I_d .

Входное напряжение инвертора при допущении равенства нулю падения напряжения в тиристорах и активных нагрузках схемы можно представить в виде суммы двух составляющих. Первая составляющая входного напряжения — это напряжение холостого хода U_{d0} , равное входному напряжению при мгновенной коммутации вентилей, т.е. при угле коммутации $\gamma = 0$. Второй составляющей является среднее значение падения напряжения ΔU на интервалах коммутации. В отличие от выпрямителей, у которых падение напряжения вычитается из напряжения холостого хода, в ведо-

мых инверторах эти составляющие суммируются. На рис. 12.16 представлены входные характеристики однофазного инвертора при различных углах β , ($\beta = \pi - \alpha$), из которых видно, что они в отличие от внешних характеристик выпрямителя, представленных в правой полуплоскости, имеют возрастающий характер (напряжение увеличивается с ростом тока). При этом внешние характеристики выпрямителя являются продолжением входных характеристик инвертора при условии равенства углов α и β .

При увеличении входного напряжения U_d ток I_d также увеличивается, поэтому увеличивается и угол коммутации γ , т.е. при неизменном значении угла опережения β уменьшается угол δ выключения тиристоров, определяющий восстановление их запирающей способности. Минимально допустимое значение угла $\delta_{\min}$ определяется частотой напряжения сети и типом тиристоров.

Напряжения на шинах постоянного тока преобразователей при $I_d = 0$ (т.е. на холостом ходу) одинаковы для выпрямительного и инверторного режимов и зависят от угла β или α . Эту зависимость обычно называют *регулирующей характеристикой*. Рассматриваемые преобразователи обладают свойством обратимости, т.е. путем изменения углов управления и переключения полярности источника постоянного тока можно переходить от выпрямительного режима к инверторному и наоборот. В выпрямительном режиме энергия поступает от сети переменного тока в источник (для данного случая — приемник) постоянного тока. Ограничительная характеристика определяется минимально допустимыми значениями угла восстановления запирающей способности тиристоров $\delta_{\min}$ в инверторном режиме.

В электрооборудовании средней и большей мощности применяются в основном трехфазные комбинированные инверторы, аналогичные по схемотехнике выпрямителям большой мощности. Основной целью повышения числа фаз выпрямителей и инверторов является улучшение гармонического состава потребляемого переменного тока и снижение уровня пульсаций выходного напряжения. Применение выпрямителей большой мощности полностью управляемых силовых приборов упростило решение этой задачи посредством использования широтно-импульсной модуляции (ШИМ). Кроме того, перспективными считаются многоуровневые модульные схемы преобразователей, которые в сочетании с ШИМ



Рис. 12.16. Входные характеристики инвертора при $L_d = \infty$

открыли новые возможности улучшения технико-экономических показателей преобразователей большой мощности высокого напряжения.

Автономный инвертор (самокоммутируемый, независимый) — устройство, в котором коммутация вентилях осуществляется либо выключением и включением полностью управляемых приборов (транзисторов и запираемых тиристоров), либо с помощью устройств принудительной коммутации, входящих в состав схемы преобразователя и создающих коммутирующее напряжение, обеспечивающее выключение не полностью управляемых приборов (тиристоров). В автономных инверторах выходные параметры (форма, частота напряжения) определяются схемой инвертора и его системой управления в отличие от зависимых инверторов, выходные параметры которых соответствуют параметрам сети.

В настоящее время не существует единой общепринятой системы классификации схем автономных инверторов. Наиболее часто их классифицируют по следующим признакам:

- характеру электромагнитных процессов, протекающих в схеме;
- способу коммутации тиристоров или схеме включения коммутирующих элементов;
- схеме преобразования (конфигурации соединений элементов силовой части).

В стандарте МЭК на термины силовой электроники для автономных инверторов приводятся следующие определения:

инвертор напряжения — инвертор, питаемый от цепи постоянного тока с преобладающими свойствами (характеристиками) источника напряжения;

инвертор тока — инвертор, питаемый от цепи постоянного тока с преобладающими свойствами источника тока.

Преобразователи частоты предназначены для преобразования тока одной частоты в ток другой частоты с возможным изменением значения напряжения и числа фаз.

Преобразователи частоты классифицируются по мощности, напряжению, числу фаз входного и выходного напряжения, схеме преобразования и т.п. Преобразователи частоты выполняются с фиксированным соотношением частот входного и выходного напряжения и с переменным их соотношением или с регулируемой частотой. Преобразователи с регулируемой частотой широко применяются в электроприводе для регулирования скорости асинхронных двигателей.

При классификации преобразователей частоты выделяют два основных типа:

преобразователи с промежуточным звеном постоянного тока (непрямые преобразователи);

преобразователи с непосредственной связью питающей сети и цепей нагрузки, которые иногда называются преобразователями с неявно выраженным звеном постоянного тока.

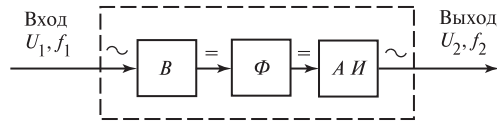


Рис. 12.17. Структурная схема преобразователя частоты с промежуточным звеном постоянного тока

Преобразователем частоты с непосредственной связью называется прямой преобразователь, т.е. преобразователь, в котором энергия источника переменного тока передается в нагрузку непосредственно на проводящих интервалах силовых ключей схемы преобразователя. Наиболее широкое практическое применение преобразователи на тиристорах, находят в электроприводе для управления двигателями очень большой мощности. Основой силовой части таких преобразователей являются встречно-параллельно включенные группы тириستоров, каждая из которых может работать в выпрямительном или инверторном режиме.

Чаще всего такие преобразователи выполняются с естественной коммутацией тиристоров и поэтому имеют частоту выходного напряжения меньшую, чем частота питающей сети. Это обстоятельство обусловило их широкое применение в электроприводе для частотного регулирования скорости вращения двигателей путем изменения частоты выходного напряжения в диапазоне низких частот (ниже частоты промышленной сети).

Структурная схема преобразователя частоты с промежуточным звеном приведена на рис. 12.17.

Переменное напряжение U_1 частотой f_1 поступает на вход выпрямителя B . Выпрямленное напряжение сглаживается фильтром Φ и поступает на вход автономного инвертора $АИ$, имеющего выходное напряжение U_2 частотой f_2 . В преобразователях данного типа частота выходного напряжения не зависит от частоты питающей сети и может быть как больше, так и меньше этой частоты.

Следует отметить, что преобразователи частоты с инвертором тока применяются для управления синхронными двигателями очень большой мощности. При этом инвертор выполняется на тиристорах, коммутация которых происходит под воздействием нагрузки, т.е. синхронного двигателя, обмотки которого непосредственно подключаются к тиристорному мосту инвертора тока. Напряжение этих обмоток позволяет обеспечить естественную коммутацию тиристоров. Такая коммутация называется электромашиной.

В преобразователях малой и средней мощности с регулируемой в широком диапазоне частотой выходного напряжения, предназначенных обычно для питания электродвигателей, звено автономного инвертора выполняется, как правило, по схеме инвертора напряжения.

Преобразователи постоянного тока — устройства, преобразующие постоянный ток в постоянный. Преобразователи постоянного тока выполняют различные функции в системах электропитания: согласование уровней напряжения источника и потребителя электроэнергии, обеспечение гальванической развязки, повышение качества параметров и др. В электроприводе преобразователи постоянного тока часто выполняют функции регуляторов напряжения или тока.

Преобразователи постоянного тока в основном используются в качестве промежуточных звеньев преобразователей других параметров. Поэтому, как правило, они создаются небольшой мощности и выполняют в системе вспомогательные функции. Более широкую область применения они находят в электроприводе постоянного тока. В настоящее время в преобразователях все силовые электронные ключи работают в импульсных режимах, что позволяет иметь высокий КПД преобразователя в целом.

Среди основных типов преобразователей постоянного тока различают:

преобразователи с прямой передачей энергии в нагрузку;

преобразователи с накоплением энергии в промежуточных элементах схемы с последующей передачей в нагрузку. Функции таких накопителей обычно выполняют индуктивные накопители (реакторы).

12.4. Применение силовой электроники в электроэнергетике

В предыдущей главе были подробно рассмотрены линии и вставки постоянного тока. В настоящей главе рассмотрены другие возможные применения устройств силовой электроники в электроэнергетике.

Создание и освоение промышленностью в конце XX в. высокоэффективных, полностью управляемых силовых электронных ключей (GCT, МОПБТ и др.) в модульном исполнении на большие токи и высокие напряжения принципиально изменило ситуацию в решении проблем передачи электроэнергии как на переменном, так и на постоянном токе. Основой этих решений стала разработка на новой элементной базе многофункциональных преобразователей электроэнергии с высокими технико-экономическими показателями.

Преобразователь переменного/постоянного тока на полностью управляемых электронных ключах. Согласно определению МЭК 551-11-05 — это преобразователь переменного тока в постоянный или наоборот. Причем использование полностью управляемых ключей существенно изменяет и расширяет функции такого преобразователя. Во-первых, наличие ключей с полной управляемостью позволяет работать преобразователю во всех возможных режимах, определяющих направление активного тока и характер реактивных токов, т.е. в четырех квадрантах комплексной плоскости на стороне переменного тока (рис. 12.18). Согласно

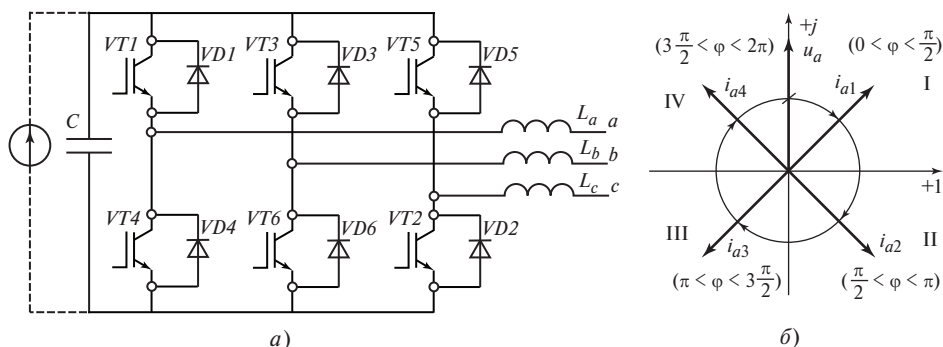


Рис. 12.18. Трехфазный преобразователь переменного/постоянного тока на полностью управляемых ключах:

a — схема; *б* — векторные диаграммы напряжения и токов фазы на стороне переменного тока преобразователя

векторным диаграммам на рис. 12.18, *б*, преобразователь может работать в следующих режимах:

выпрямительном с отстающим током i_{a1} (индуктивного характера) в квадранте I;

инверторном с опережающим током i_{a2} (емкостного характера) в квадранте II;

инверторном с отстающим током i_{a3} (индуктивного характера) в квадранте III;

выпрямительном с опережающим током i_{a4} (емкостного характера) в квадранте IV.

При этом вектор тока в фазах преобразователя может изменяться системой управления как по значению, так и по фазе φ относительно напряжения сети. В результате можно генерировать или потреблять активный ток с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 1$, а емкостной или индуктивный с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0$. В последнем случае имеет место источник или потребитель реактивной мощности, что позволяет создавать на основе таких преобразователей регуляторы реактивной мощности. Следует отметить, что принципиальная возможность работы в четырех квадрантах существует и в преобразователях на основе тиристоров с введением в схему устройств принудительной (искусственной) их коммутации. Однако такие технические решения не получили широкого практического применения из-за сложности изготовления относительно высокой стоимости таких преобразователей.

Вторым существенным преимуществом преобразователя на полностью управляемых ключах является возможность организации широтно-импульсной модуляции (ШИМ) напряжения преобразователя на стороне переменного тока. Благодаря ШИМ по заданному закону можно форми-

ровать напряжения и соответственно токи, основная составляющая которых является заданной, например, синусоидальной формы (рис. 12.19). Остальные составляющие, являясь более высокочастотными, фильтруются *LC*-фильтрами на стороне переменного тока. Так как фильтрации подвергаются высокочастотные составляющие, то параметры фильтра должны иметь хорошие удельные массогабаритные показатели. Обычно для обеспечения удовлетворительных показателей ШИМ необходимо, чтобы частота модуляции превышала примерно на порядок частоту воспроизводимой основной гармоники.

Функциональные возможности преобразователя на полностью управляемых ключах позволяют использовать его для решения актуальных задач в электроэнергетике. Одной из традиционных и важных задач является компенсация реактивной мощности в линиях передачи переменного тока. Для этих целей на основе рассмотренного преобразователя созданы статические компенсаторы реактивной мощности (STATCOM), позволяющие генерировать и потреблять реактивную мощность. При этом их быстродействие составляет доли периода основной частоты, что принципиально выше, чем у существующих компенсаторов на основе синхронных генераторов.

На основе двух соединенных параллельно на стороне постоянного тока преобразователей созданы универсальные регуляторы потока мощности (UPFC). При этом один из преобразователей включается последовательно в линию электропередачи для последовательной компенсации (или регулированию напряжения по значению и фазе), а второй используется в качестве параллельного компенсатора реактивной мощности и обеспечения активной мощности потерь и преобразователя, включенного последовательно. Такое устройство широко применяется при создании гибких линий (FACTS).

Перспективной структурой гибких линий является соединение по постоянному току преобразователей, на стороны переменного тока которых могут подаваться асинхронные напряжения. При этом создается возможность изменять направления потоков энергии в различных линиях. Кроме того, в такой структуре практически исчезает линия передачи на постоянном токе. На основе рассмотренного преобразователя созданы активные фильтры, форма тока в котором определяется разностью требуемого синусоидального и существующего искаженного (например, нелинейной нагрузкой) токов.

Типовые структуры систем управления с широтно-импульсной модуляцией в преобразователях переменного/постоянного тока. Согласно определению МЭК 551-16-30, широтно-импульсной модуляцией называется импульсное управление, при котором ширина или частота импульсов, или и та и другая модулируются в пределах периода основной частоты для того, чтобы создать определенную форму кривой выходного напряжения. В большинстве случаев ШИМ осуществляется в целях обес-

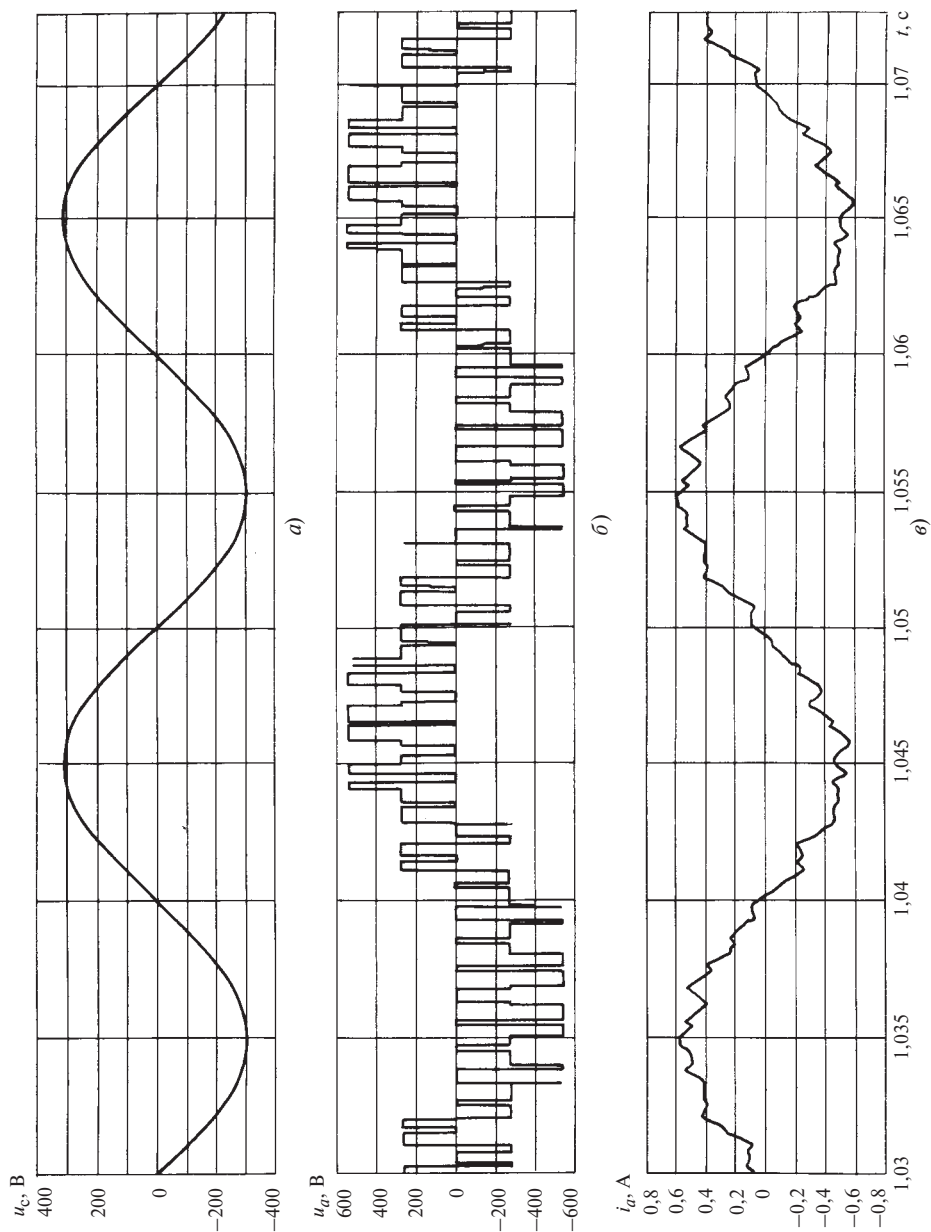


Рис. 12.19. Диаграммы напряжений и тока фазы *a* в преобразователе (см. рис. 12.18) с ШИМ:

a — напряжение фазы u_c ; *б* — напряжение фазы u_a ; *в* — ток фазы i_a преобразователя

печения синусоидальности напряжения или тока, т.е. снижения уровня высших гармоник относительно основной (первой) гармоники и называется синусоидальной. Обычно на практике различают следующие основные методы обеспечения синусоидальности:

- синусоидальная ШИМ и ее модификации;
- избирательное (селективное) подавление высших гармоник;
- «гистерезисная» или «дельта» модуляция;
- модуляция пространственного вектора.

Классическим вариантом организации синусоидальной ШИМ является изменение ширины импульсов, формирующих выходное напряжение (ток) посредством сравнения сигнала напряжения заданной формы, называемого опорным или эталонным, с сигналом напряжения треугольной формы, имеющим более высокую частоту и называемым несущим сигналом. На рис. 12.20 представлены диаграммы опорных и несущих сигналов

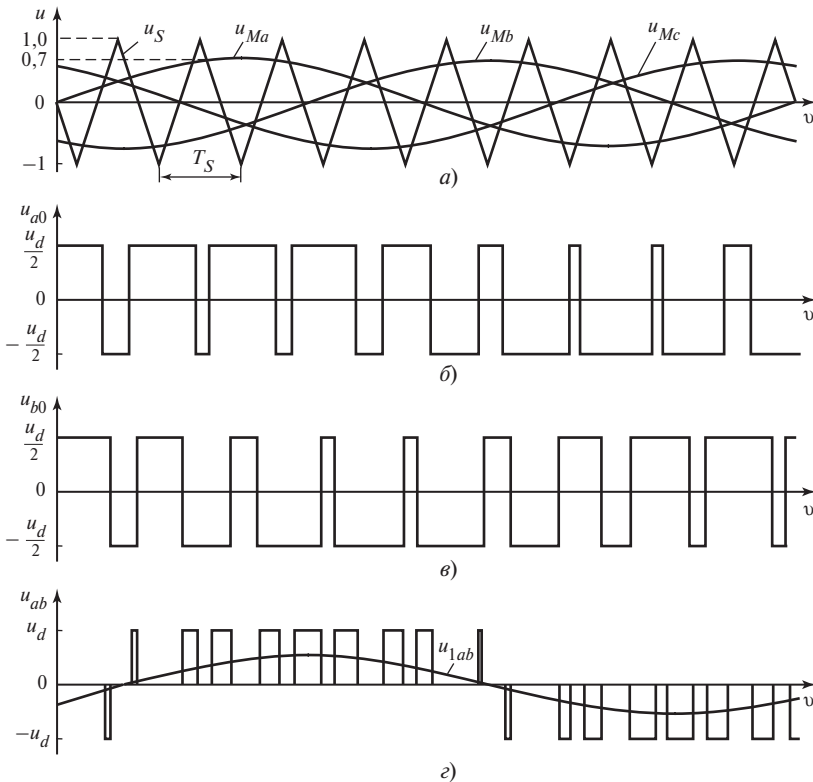


Рис. 12.20. Синусоидальная ШИМ в трехфазном инверторе:

а — напряжение модулирующих сигналов; *б* — фазное напряжение u_{a0} ; *в* — фазное напряжение u_{b0} ; *г* — линейное напряжение u_{ab}

трехфазного инвертора напряжения. Опорный сигнал является модулирующим и определяющим требуемую форму выходного напряжения (тока). В рассматриваемом случае этот сигнал имеет синусоидальную форму и частоту основной (первой) гармоники формируемого напряжения или тока. Существует много модификаций этого метода, в которых модулирующие сигналы представлены специальными функциями, отличными от синусоиды, но при этом цели по снижению уровня определенных гармоник успешно достигаются.

Метод избирательного подавления высших гармоник успешно реализуется средствами микропроцессорных контроллеров на основе соответствующего программного обеспечения.

Третий метод основан на принципах релейного слежения за опорным сигналом, например, синусоидальной формы. В простейшем техническом исполнении этот метод сочетает принципы ШИМ и ЧИМ (частотно-импульсной модуляции). Однако посредством специальных схемотехнических мер возможно стабилизировать частоту модуляции или ограничить диапазон ее изменения.

Последний метод является сравнительно новым, связанным с развитием микропроцессорной техники и считается весьма перспективным для управления трехфазным инвертором, в частности, при использовании их в области электропривода. В то же время он во многом сходен с традиционной синусоидальной ШИМ.

Системы управления на основе ШИМ позволяют не только обеспечить синусоидальную форму усредненных значений основной гармоники напряжения или тока, но и управлять значениями ее амплитуды, частоты и фазы. Так как в этих случаях в преобразователе используются полностью управляемые ключи, то становится возможным реализовать работу преобразователей переменного/постоянного тока совместно с сетью переменного тока во всех четырех квадрантах, как в режимах выпрямления, так и инвертирования с любым заданным значением коэффициента мощности основной гармоники $\cos\varphi$, в диапазоне от -1 до 1 . Более того, с ростом несущей частоты расширяются возможности воспроизведения на выходе инверторов тока и напряжения заданной формы. Это позволяет создавать активные фильтры для подавления высших гармоник.

В самом общем виде способы реализации управления с ШИМ в преобразователях переменного тока можно разделить на две группы:

- с прямым управлением напряжением без обратной связи по току;
- с обратной связью по току.

В группах способы реализации управления различаются по используемому методу ШИМ и используемой элементной базе.

Способы первой группы в основном применяются для инверторов напряжения, входящих в состав агрегатов бесперебойного питания.

В таких случаях используются как традиционные методы ШИМ, так и новые, например метод пространственного вектора.

На рис. 12.21 приведена обобщенная структурная схема управления и организации синусоидальной ШИМ трехфазного инвертора напряжения с нагрузкой H . Согласно приведенной структурной схеме, формирование импульсов управления ключами преобразователя происходит в моменты, определяемые сравнением опорных фазных напряжений U_a^* , U_b^* и U_c^* с сигналами треугольной формы несущей частоты, вырабатываемыми генератором несущей частоты $ГНЧ$. При этом учитывается задаваемый индекс модуляции M_a , который может определяться системой регулирования, не показанной на рисунке. Формирование импульсов управления ключами осуществляется оконечными каскадами управления, входящими в блок формирования импульсов управления в моменты срабатывания компараторов $K1—K3$, зависящие от уровня сигналов рассогласования ε . В рассматриваемом случае управления преобразователем со свойствами источника напряжения осуществляется ключами $S1$, $S3$ и $S5$, которые включаются при выключенных ключах $S4$, $S6$ и $S2$ наоборот, благодаря логическим элементам HE в каналах управления последних. Штриховой линией показаны возможные связи для улучшения характеристик преобразователя, например, добавления к опорным сигналам напряжения 3-й гармоники для расширения линейной части диапазона модуляции напряжения. Кроме того, для «размывания» частотного спектра на генератор несущей частоты $ГНЧ$ могут подаваться сигналы от генератора случайных чисел $ГСЧ$, которые с учетом функции плотности распределения вероятностей, определяют период треугольной функции несущей час-

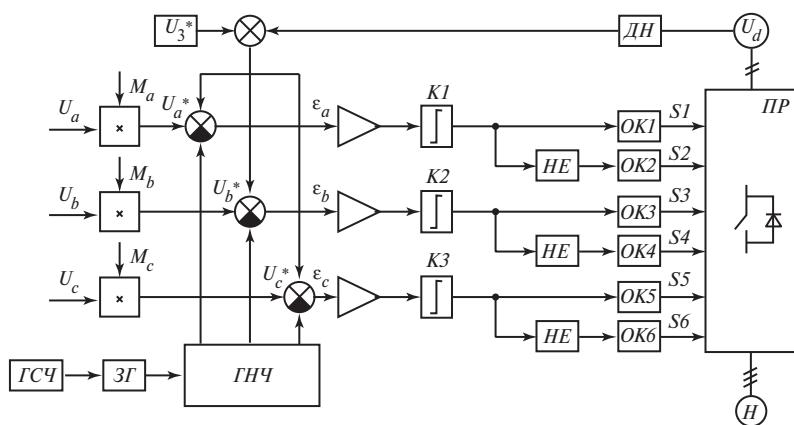


Рис. 12.21. Обобщенная структурная схема управления и организации синусоидальной ШИМ:

$ЗГ$ — задающий генератор; $OK1—OK6$ — оконечный каскад управления ключом

тоты. Для коррекции изменений или контроля пульсаций входного напряжения на стороне постоянного тока может быть предусмотрен канал с датчиком напряжения *ДН*. Рассмотренная структура позволяет реализовать модуляцию как непосредственно на основе сравнения аналоговых, так и цифровых сигналов, формируемых микропроцессорным контроллером. Применение цифровых методов позволяет повысить устойчивость системы управления к типовым возмущениям, обусловленным различного рода погрешностями.

На рис. 12.22 приведена упрощенная структурная схема ШИМ пространственного вектора. В данном случае управление осуществляется относительно одного пространственного вектора, выполняющего роль опорного и определяемого с частотой модуляции расчетным путем микропроцессорными средствами. Опорный вектор U_s^* с учетом индекса модуляции задается в качестве эталонного значения выходного напряжения инвертора. В частности, его значение может поступать из канала автоматического регулирования выходных параметров преобразователя. Тактовая частота, соответствующая частоте модуляции выходного напряжения преобразователя, определяется задающим генератором *ЗГ*. Эта же частота определяет число коммутаций ключей преобразователя за период основной частоты выходного напряжения преобразователя. На интервале каждого такта T_s (или полутака $T_s/2$) расчетное устройство *ПУ* производит расчет координат вектора U_s^* для одного сектора. Затем производится выбор сектора устройством *ВС*, соответствующего состоянию вектора U_s^* в данный момент времени, и производится соответствующий пересчет его координат в осях α, β . По результатам перерасчета в блоке формирования

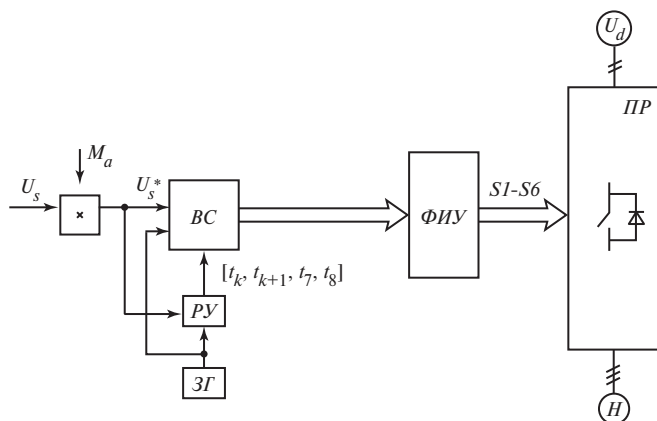


Рис. 12.22. Упрощенная структурная схема управления с ШИМ пространственного вектора

импульсов управления $\Phi ИУ$ формируются сигналы на коммутацию соответствующих ключей преобразователя.

Современные способы реализации управления с ШИМ без обратной связи по току позволяют обеспечить широкий диапазон модуляции напряжения, включая режимы сверхмодуляции, ограничить коммутационные потери и уровень высших гармоник. Кроме того они хорошо согласуются с постоянно возрастающими возможностями микропроцессорной техники.

С другой стороны, системы с обратной связью по току имеют более высокое быстродействие при возмущениях со стороны нагрузки, позволяя улучшить динамические характеристики преобразователей. Использование обратной связи по току повышает точность управления при изменении мгновенных значений тока и обеспечивает эффективную защиту преобразователя от перегрузок по току. На рис. 12.23 представлена упрощенная структурная схема управления преобразователем переменного/постоянного тока со свойствами инвертора напряжения с обратной связью по току нагрузки. Существуют разнообразные способы реализации ШИМ на основе отрицательной связи по току нагрузки. Среди них можно выделить способы непосредственного слежения реального тока i_L за эталонным его значением i_L^* в пределах полосы, ширина δ , которой определяет частоту коммутации ключей. Такие системы «гистерезисного» типа широко распространены благодаря простоте практической реализации. Известным недостатком этих систем является изменение частоты коммутации в процессе слежения за нелинейным, например, синусоидальным сигналом. Существуют способы, ограничивающие диапазон изменения час-

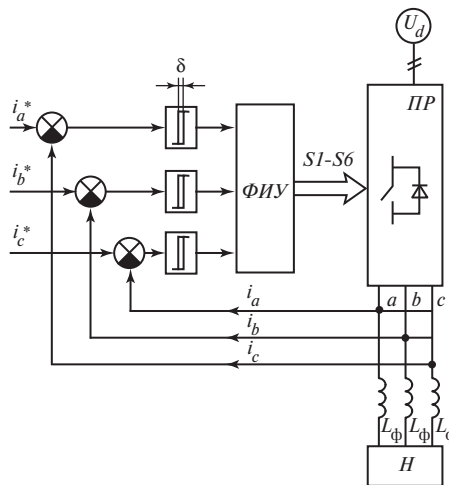


Рис. 12.23. Упрощенная структурная схема управления преобразователем переменного/постоянного тока с отрицательной обратной связью по току нагрузки

тоты, но их эффективность не велика, а возможности ограничиваются разностью частот модулируемого сигнала и несущей частоты, отношение которых должно различаться более чем на порядок. Последнее становится особенно существенным при модуляции в активных фильтрах для устранения гармоник высокого порядка. Следует также отметить, что дискретная реализация «гистерезисного» принципа в цифровых системах управления требует в отличие от аналоговых систем существенного повышения рабочей частоты микроконтроллера и быстродействия АЦП для обеспечения заданной шириной полосы δ точности управления. В таких случаях целесообразным становится применение «прогнозных» методов модуляции, учитывающих скорость изменения контролируемых параметров.

Развитие активных фильтров и компенсаторов реактивной мощности вызвало необходимость создания систем с ШИМ, позволяющих управлять отдельными гармониками или спектрами гармоник несинусоидального тока и напряжения. Эта необходимость вытекает из принципа действия различных компенсаторов неактивной мощности, включая активные фильтры. Рассмотрим более подробно типовые структуры и звенья систем управления с ШИМ для решения этих задач на примере систем управления преобразователями переменного/постоянного тока со свойствами источника напряжения. При этом для обобщения их характерных свойств допустим, что они могут выполнять функции следующих видов регуляторов неактивной мощности:

- активных фильтров;

- гибридных фильтров;

- компенсаторов реактивной мощности основной гармоники (СТАТКОМов).

Во всех этих случаях силовой преобразователь содержит на стороне постоянного тока конденсатор для обмена неактивной мощностью между преобразователем и сетью переменного тока. Обобщенная структурная однолинейная схема такого преобразователя приведена на рис. 12.24, где ключи силовой части преобразователя Pr управляются от блока формирователя импульсов управления $ФИУ$. Алгоритмы управления реализуются в блоке микропроцессорной системы управления $МПСУ$, на вход которой поступают сигналы с датчиков токов нагрузки и преобразователя i_L , линейного напряжения сети u_c и напряжения на конденсаторе u_d . Поскольку для управления отдельными гармониками или частью спектра несинусоидальных сигналов необходима информация о них, в состав $МПСУ$ должны входить фильтры. Анализ различных методов фильтрации сигналов для этих целей показал, что наиболее эффективными являются цифровые фильтры сигналов, преобразованных из координат трехфазной сбалансированной системы в систему двухфазных ортогональных координат. Преобразованная трехфазная/двухфазная система координат должна быть синхронизирована с частотой и фазой напряжения сети. Для этого в систему входит блок синхронизации, основой которого является система

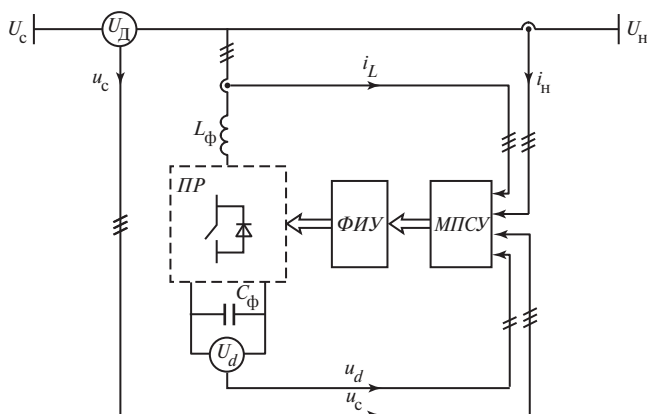


Рис. 12.24. Обобщенная структурная схема регулятора неактивной мощности

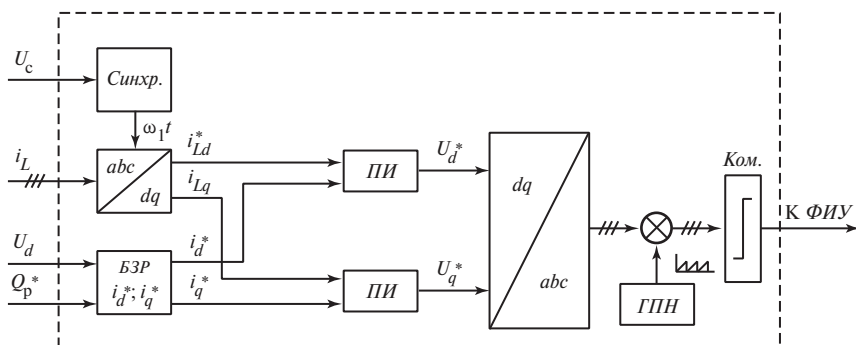


Рис. 12.25. Структурная схема микропроцессорной системы управления для работы преобразователя в режиме компенсатора реактивной мощности

фазовой автоподстройки частоты (ФАПЧ). По принципу действия ФАПЧ является следящей системой автоматического регулирования, обеспечивающей высокую точность подстройки частоты в установившемся режиме.

Упрощенные структурные схемы МПСУ и их отдельные блоки представлены на рис. 12.25—12.29. В схеме МПСУ для компенсатора реактивной мощности основной гармоники (рис. 12.25) выделены три основных блока, на вход которых поступают внешние сигналы от датчиков, контролируемых параметры, и задания величин реактивной мощности:

1. Блок синхронизации (*синхр.*), обеспечивающий генерацию опорных единичных синусоидальных сигналов, синхронизированных по частоте и фазе с напряжением сети.

2. Блок синхронного преобразования координат *abc/dq*, на вход которого поступают сигналы от датчиков тока трех фаз преобразователя, контролируемых в реакторах выходных фильтров. Этот блок вычисляет зна-

чения токов в координатах dq с использованием единичного сигнала блока синхронизации.

3. Блок расчета задания $БРЗ$ получает сигналы с датчика напряжения на конденсаторе преобразователя. Сигнал задания величины и характера реактивной мощности поступает либо от внешней системы управления компенсатором, либо определяется самим $БРЗ$. Сигнал, определяющий значение напряжения на конденсаторе, используется для компенсации потерь активной мощности в компенсаторе, обеспечивая поддержание заданного уровня напряжения на конденсаторе.

Разница между реальными и заданными токами в системе координат dq поступает на блоки $ПИ$ с пропорционально-интегральными передаточными функциями для частотной коррекции сигналов рассогласования, а затем на вход блока обратного преобразования координат dq/abc . Выходные сигналы с этого блока сравниваются с сигналами генератора пилообразного напряжения $ГПН$, вырабатывающего треугольные сигналы с тактовой частотой коммутации ключей преобразователя. Компаратор $Ком$ формирует импульс управления в фазах, соответствующих разности сигналов $ГПН$ и блока dq/abc , которые затем поступают на оконечные каскады формирователей импульсов управления $ФИУ$. Диаграммы сигналов, иллюстрирующие работу преобразователя в режиме компенсации реактивной мощности, основной гармоники приведены на рис. 12.26. Схема $МПСУ$ для преобразователя, работающего в режиме активного фильтра, приведена на рис. 12.27. Эта схема рассчитана на реализацию «гистерезисного» принципа слежения за токами преобразователя. Схема включает в себя два основных блока, определяющих ток задания i^* в следящей системе.

1. Блок расчета тока компенсации потери $РТКП$, на вход которого поступает сигнал от датчика напряжения U_d на конденсаторе преобразователя. Этот блок рассчитывает значение активного тока, необходимых для компенсации потерь мощности в преобразователе и, следовательно, поддержания напряжения на конденсаторе на заданном уровне.

2. Блок выделения высших гармоник $ВВГ$ выделяет на основе цифровых фильтров требуемую часть спектра высших гармоник i_n тока нагрузки i_L . Сумма токов i_n и i_k определяет ток задания i^* . Ток задания i^* и выходной ток преобразователя $i_{АФ}$ поступают на компаратор $Ком$, обеспечивая формирование импульсов управления для коммутации ключей преобразователя. Блок $ВВГ$ может иметь различное схемотехническое исполнение. На рис. 12.28 приведен пример схемы $ВВГ$ на основе выделения высших гармоник из фаз A , B с последующим определением их содержания в фазе C . В этом варианте высшие гармоники токов нагрузки фаз A и B выделяются цифровыми полосовыми фильтрами $ПФ$. Ток фазы C вычисляется по найденным значениям токов двух других фаз.

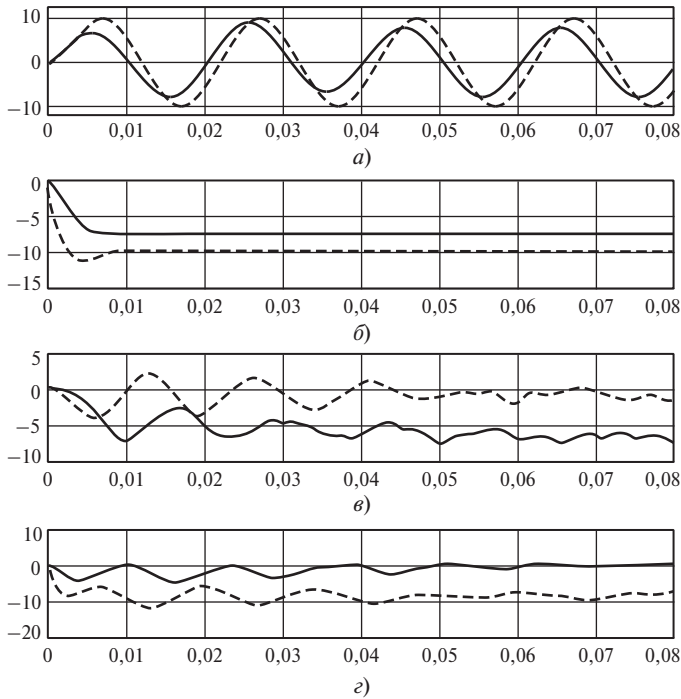


Рис. 12.26. Компенсация реактивной составляющей тока нагрузки:

a — пунктирная линия — ток нагрузки, сплошная — ток сети (напряжение сети имеет нулевую фазу); *б* — пунктирная линия — d составляющая тока нагрузки (активная), сплошная — q составляющая тока нагрузки (реактивная); *в* — пунктирная линия — d составляющая тока преобразователя, сплошная — q составляющая тока преобразователя; *г* — пунктирная линия — d составляющая тока сети, сплошная — q составляющая тока сети

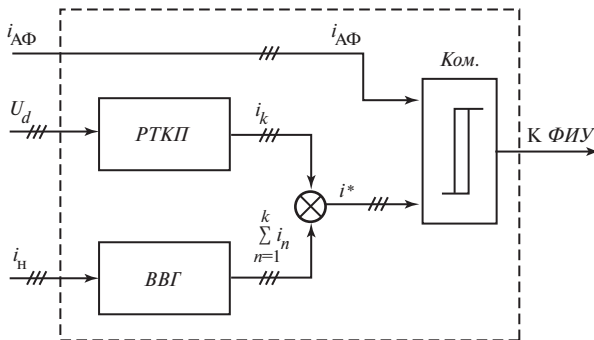


Рис. 12.27. Блок микропроцессорной системы управления для работы преобразователя в режиме активного фильтра

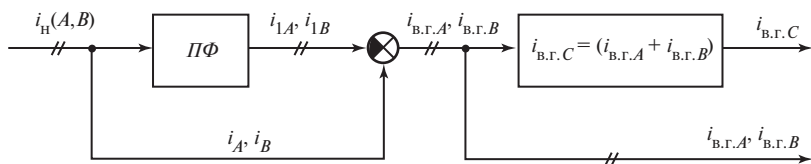


Рис. 12.28. Структурная схема выделения высших гармоник

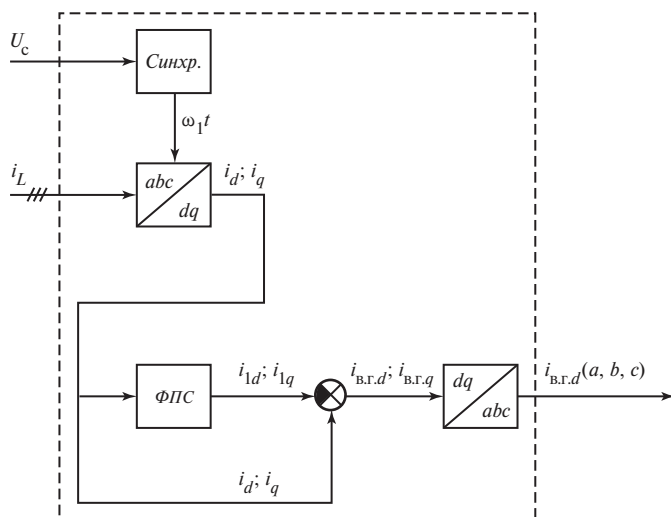


Рис. 12.29. Структурная схема ВВГ на основе фиксации тока нагрузки в синхронных координатах dq

На рис. 12.29 представлена структурная схема ВВГ на основе фильтрации составляющих тока нагрузки в синхронных координатах dq . Первые гармоники тока в синхронных координатах являются постоянными во времени значениями. Поэтому их можно выделять в виде среднего значения, используя фильтры переменной составляющей. В результате обратного преобразования координат dq/abc будут получены высшие гармоники токов нагрузки.

Многоуровневые преобразователи. Передача электроэнергии неразрывно связана с высокими напряжениями. Это ограничивает область использования многих достижений силовой электроники. Примером может служить ограничение частот модуляции при использовании методов ШИМ из-за значительного возрастания потери мощности на повышенных частотах. Кроме того, при увеличении напряжения возникают ограничения на использование элементной базы не только силовых ключей

чей, но и конденсаторов фильтров высших гармоник, реакторов и др. В этой связи в последнее десятилетие стал значительно возрастать интерес к созданию многоуровневых преобразователей переменного/постоянного тока. Принцип многоуровневого преобразования состоит в увеличении числа силовых электронных ключей относительно невысокого напряжения, например, запираемых тиристоров ГТО напряжением 4,5 кВ, в преобразователях на напряжение в несколько десятков киловольт. Известно, что непосредственное последовательное соединение ключей практически не применяется из-за сложности распределения между ними напряжений, при переходных процессах. Особенностью многоуровневых преобразователей является формирование на выходе преобразователя напряжений различного значения (уровня) и длительности. С ростом числа уровней возможно ступенчатое формирование напряжения, которое аппроксимирует синусоидальное напряжение с точностью, определяемой числом уровней. Таким образом, изменяя число уровней в выходном напряжении, можно осуществлять амплитудно-импульсную модуляцию (АИМ). При этом сохраняется возможность одновременно осуществлять и ШИМ. В результате становится возможным снизить частоту ШИМ и уменьшить мощность потерь. Существуют различные схемы многоуровневых преобразователей. В качестве примера на рис. 12.30 приведена схема одного плеча (часть схемы, связанная с одной фазой) трехфазного трехуровневого преобразователя. Схемы такого типа относятся к классу схем с диодной развязкой нейтральной точки. В обычной трехфазной мостовой схеме потенциал фазы, например в точке a изменяется относительно общей

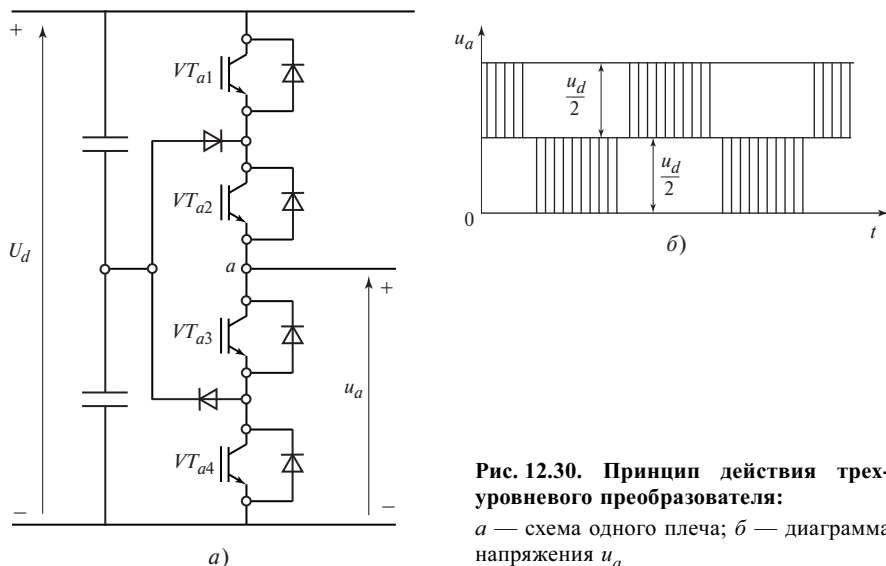


Рис. 12.30. Принцип действия трехуровневого преобразователя:

a — схема одного плеча; b — диаграмма напряжения u_a

шины (-), принимая значения 0 и $+U_d$ в зависимости от того, включен нижний ключ или верхний. В трехуровневой схеме число ключей в 2 раза больше, чем в двухуровневой (два верхних VT_{a1} , VT_{a2} и два нижних VT_{a3} , VT_{a4}) (см. рис. 12.30, а). Соответственно потенциал точки a может принимать значения относительно общей шины: 0 (включены VT_{a3} , VT_{a4}), $+U_d$ (включены VT_{a1} и VT_{a2}) и $+U_d/2$ (включены VT_{a2} , VT_{a3}). Диаграммы напряжения фазы a с учетом ШИМ представлены на рис. 12.30, б. Очевидно, что чем больше число уровней, тем меньше будет содержание высших гармоник в напряжении.

Недостатком многоуровневых схем является увеличение числа транзисторов. Кроме того, необходимо усложнять системы управления ключами для равномерного распределения напряжения на входных конденсаторах, соединяемых с диодами. Однако необходимо учитывать, что увеличение числа ключей позволит повысить напряжение тиристорного моста.

Одним из перспективных направлений в развитии многоуровневых преобразователей стало использование многоячейковых структур. Каждая ячейка такой структуры состоит из однофазных мостовых преобразователей, выполненных на полностью управляемых ключах и получающих питание от изолированных источников питания постоянного тока, в общем случае имеющих разное напряжение. Все ячейки соединяются последовательно на стороне переменного тока в каскады. Преобразователи с такой схемой называются также каскадными многоуровневыми преобразователями. На рис. 12.31 приведена схема, состоящая из двух ячеек. В зависимости от состояния ключей на выходе этих ячеек можно получить напряжения u_{a0} : 0, $-U_d$, $+U_d$, $-2U_d$, $+2U_d$. Таким образом, имеется возможность осуществлять амплитудно-импульсную модуляцию (АИМ). При этом чем больше уровней напряжений, создаваемых ячейками, тем точнее можно аппроксимировать синусоидальную форму напряжения в каждой фазе преобразователя. При этом дополнительная ШИМ не исключается. Многоячейковые преоб-

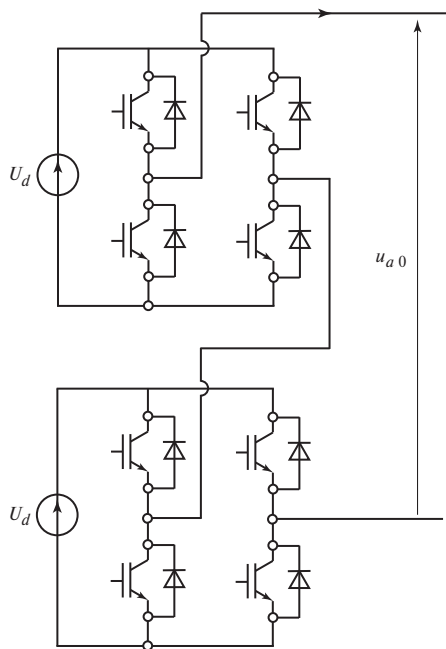


Рис. 12.31. Каскадная схема многоуровневого преобразователя из двух ячеек

разователи имеют ряд преимуществ перед другими многоуровневыми схемами. Одним из таких преимуществ является отсутствие необходимости устранения разбаланса между конденсаторами на стороне постоянного тока. С другой стороны, требование к разделению источников постоянного тока может решаться средствами модульных технологий.

Многочисленные публикации о разработках многоуровневых преобразователей для применения в качестве статических компенсаторов и активных фильтров, преобразователей для передачи постоянного тока высокого напряжения, преобразователей частоты для мощных электроприводов свидетельствуют о перспективности этого направления в электроэнергетике.

Силовая электроника и качество электроэнергии. Необходимость использования вентильных преобразователей электроэнергии, прежде всего в промышленности и на транспорте, породило проблему их негативного влияния на качество электроэнергии. Причиной этому явился нелинейный и импульсный характер процессов преобразования электроэнергии посредством вентильных ключей. В результате работы последних происходит искажение тока и напряжения в сетях переменного и постоянного тока. При этом появляются и возрастают неактивные мощности — реактивные и мощности искажения, вызывающие мощности потерь и ограничивающие пропускную способность линий электропередачи. Кроме того, высшие гармоники тока и напряжения приводят к появлению мощности потерь в электрооборудовании, старение изоляции, сбои в аппаратуре автоматики и другие отрицательные последствия. Практическое решение этой проблемы осуществляется по трем направлениям: структурно-топологическому, алгоритмическому, связанное с использованием внешних фильтрокомпенсирующих устройств (ФКУ).

Способы первого направления получили наибольшее распространение для преобразователей большой мощности. Среди них следует отметить повышение числа фаз преобразователей, позволяющее снизить уровень высших гармоник тока на стороне сети переменного тока при одновременном решении задачи увеличения мощности преобразователя при ограниченной мощности единичного вентильного прибора. В то же время применение этого способа не является достаточно эффективным для снижения реактивной мощности основной гармоники при расширении диапазона регулирования напряжения методами фазового управления. Частично эта задача решалась сочетанием переключения отпаяк обмоток согласующего трансформатора с традиционным методом фазового управления. Следует отметить, что новая элементная база силовой электроники активизировала работы этого направления на основе многоуровневых преобразователей.

Реализация способов второго направления длительный период времени затруднялась отсутствием быстродействующих полностью управляемых силовых электронных ключей. Использование же схем с принудительной коммутацией тиристоров в большинстве случаев было экономически нецелесообразным. Новая элементная база позволяет реализовать эти способы в виде ШИМ на повышенных частотах или совместно ШИМ и АИМ в многоуровневых преобразователях. При этом преобразователи, создаваемые на основе указанных технических решений, имеют высокие технико-экономические показатели.

Способы третьего направления стали успешно использоваться на основе статических компенсаторов мощности и активных фильтров (АФ).

Для снижения уровня высших гармоник тока и напряжения традиционно использовались пассивные фильтры, состоящие из реактивных *LC*-элементов — конденсаторов и реакторов. Схемы пассивных *LC*-фильтров настраиваются на подавление гармоник конкретной частоты или ослабление определенного спектра гармоник.

Однако эффективное подавление этими устройствами высших гармоник тока связано с известными трудностями, обусловленными противоречивыми требованиями к добротности (отношение значения активного сопротивления к полному сопротивлению звеньев резонансных фильтров). Такие фильтры в основном состоят из реактивных элементов и называются пассивными, так как не содержат управляющих элементов. Как следствие они могут вызывать нежелательные резонансные явления, опасные для энергосистемы, при высокой добротности или не выполнять своих функций при низкой.

Создание и освоение промышленностью в середине 90-х годов нового поколения полностью управляемых и быстродействующих полупроводниковых приборов и силовых модулей на их основе, принципиальным образом изменило ситуацию в решении проблемы влияния преобразователей на качество электроэнергии. Применение этих приборов позволяет эффективно использовать методы ШИМ для реализации различных законов изменения потребляемых из сети токов. В результате появилась возможность создания преобразователей переменного/постоянного тока, формирующих напряжения и токи с нужными параметрами.

С учетом новых возможностей получили развитие следующие направления решения проблемы влияния преобразователей на качество электроэнергии:

обеспечение синусоидальной формы переменных токов и значения $\cos\varphi = 1$ (или с адаптивно изменяющимся значением) устройствами силовой электроники;

активная фильтрация (компенсация) высших гармоник тока, генерируемых преобразователем с одновременной компенсацией реактивной мощности основной гармоники;

управление добротностью и резонансной частотой пассивных *LC*-фильтров.

Методы первого направления основаны на непосредственном использовании преобразователя переменного/постоянного тока, выполненного на полностью управляемых ключевых элементах. Посредством ШИМ в таком преобразователе формируются ток и напряжение с низким содержанием высших гармоник.

Сравнительно новым методом является использование в неуправляемых выпрямителях «корректора коэффициента мощности». Основой такого корректора служат накопительный реактор и ключ, работающий в режиме ШИМ. Принцип схемы основан на формировании входного тока выпрямителя требуемой формы. Одновременно корректор может выполнять функции стабилизатора напряжения на стороне постоянного тока. Такие «корректоры» в модульном исполнении применяются в источниках питания малой мощности для электронной аппаратуры массового потребления. Существует также ряд схем коррекции мощности подобного принципа действия, основанных на использовании полностью управляемых вентилях выпрямителя.

Методы второго направления являются наиболее эффективными для улучшения качества электроэнергии в системах, находящихся в эксплуатации и питающих потребителей с искажающим током, например выпрямители большой мощности или электрический транспорт. В этом случае необходимо использовать независимые устройства, устраняющие их отрицательное влияние на энергосистему. Такими устройствами являются активные фильтры, в основе принципа действия которых лежит компенсация разности несинусоидального тока нелинейного потребителя и синусоидального тока, который должен протекать в энергосистеме.

Активный фильтр выполняется на основе преобразователя переменного/постоянного тока на полностью управляемых ключах, например запираемых тиристорах (т.е. работающего как в выпрямительном, так и в инверторном режиме с любым углом управления). При этом следует учитывать, что генерируемая им мощность компенсирует мощность искажения или реактивную. Поэтому на стороне постоянного тока активного фильтра устанавливается накопитель электроэнергии, например конденсатор. Энергия, запасаемая в этом конденсаторе, должна быть достаточной для обеспечения обмена неактивной мощностью за период основной частоты. Незначительные активные потери компенсируются коррекцией алгоритма управления ключами.

Схемотехника подключения активных фильтров весьма разнообразна. Достаточно нагляден принцип действия фильтра при параллельном подключении к шинам искажающего потребителя. Упрощенная схема такой системы представлена на рис. 12.32.

Выпрямитель в энергосистеме потребляет искаженный ток i_v с формой, близкой к прямоугольной. В этом случае для сохранения синусоидальности тока в системе i_c необходимо, чтобы активный фильтр генерировал ток $i_{a.ф}$, равный $i_{a.ф} = i_v - i_c$, при этом энергообмен активного фильтра и системы энергоснабжения будет осуществляться реактивной мощностью и мощностью искажений.

В Японии в настоящее время на базе GTO разработаны активные фильтры мощностью от 40 мВ · А до 60 мВ · А, устраняющие негативное влияние высокоскоростных электропоездов на качество электроэнергии.

Основным недостатком активных фильтров является их высокая стоимость, обусловленная необходимостью иметь мощность активного фильтра, соизмеримую с мощностью потребителей, искажающих качество электроэнергии.

Менее эффективными, но относительно недорогими являются гибридные фильтры ГФ. Принцип действия гибридных фильтров основан на подключении к пассивным звеньям активных элементов (активных фильтров АФ небольшой мощности), настроенных на собственную частоту пассивного звена LC-фильтра (рис. 12.33).

В этом случае активный элемент является регулируемым полным сопротивлением, способным корректировать параметры пассивного фильтра, понижать его добротность в переходных процессах, повышать ее в установившихся режимах и производить подстройку резонансной частоты.

Нетрадиционные источники электроэнергии (топливные элементы, солнечные батареи, МГД-генераторы и т.п.) вырабатывают электроэнер-

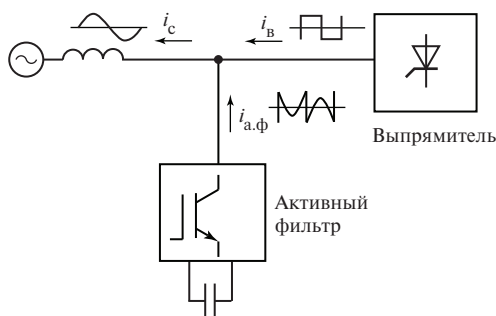


Рис. 12.32. Упрощенная схема системы электроснабжения с параллельным подключением активного фильтра

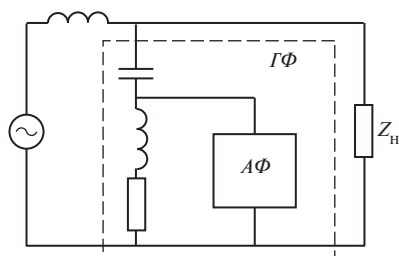


Рис. 12.33. Принципиальная схема гибридного фильтра

гию на постоянном токе. При этом, как правило, прямые нетрадиционные источники имеют неудовлетворительные внешние и регулировочные характеристики, а также нуждаются в дополнительных преобразователях при объединении их в какую-либо, например автономную, систему. Эти задачи сегодня решаются исключительно средствами силовой электроники, что позволяет получить дополнительные мощности электроэнергии на отдаленных или специальных объектах.

Совершенствование элементной базы силовой электроники открывает новые перспективы перед передачей энергии на постоянном токе. Только за последние 50 лет резко возросло число подводных кабельных систем постоянного тока. В настоящее время отдельные линии передачи рассчитаны на мощности свыше 1000 МВ · А. Одновременно расширяются возможности создания промежуточных вставок, связывающих асинхронные системы переменного тока. Новые технологии силовой электроники открывают большие перспективы перед развитием систем передачи электроэнергии.

Контрольные вопросы

1. В чем состоит принципиальное различие статической и динамической вольт-амперных характеристик (ВАХ) электронных ключей?
2. Перечислите основные виды силовых электронных ключей и дайте их краткую характеристику.
3. Какое основное различие имеет управление биполярных и полевых транзисторов?
4. Перечислите основные условия включения тиристора.
5. Какие преимущества имеют биполярные транзисторы с изолированным затвором по сравнению с другими типами транзисторов?
6. Чем различаются естественный и принудительный способы выключения обычного тиристора?
7. Поясните основной принцип регулирования выходного напряжения тиристорного выпрямителя.
8. Чем различаются инверторы, ведомые сетью, и автономные инверторы?
9. Какие основные функции выполняют в системах электроснабжения преобразователи постоянного тока в постоянный?
10. Поясните принцип действия статического компенсатора мощности и его функции в реализации гибких линий электропередач.
11. Какими преимуществами обладают многоуровневые преобразователи при использовании их в линиях передачи переменного тока?
12. Поясните принцип действия и функции активных фильтров в электроэнергетике.

Литература для самостоятельного изучения

- 12.1. **Воронин П.А.** Силовые полупроводниковые ключи: семейства, характеристики, применение. М.: Изд. дом Додэка-XXI, 2001.

- 12.2. **Розанов Ю.К.** Основы силовой электроники. М.: Энергоатомиздат, 1992.
- 12.3. **Забродин Ю.С.** Промышленная электроника: учебник для вузов. М.: Высшая школа, 1982.
- 12.4. **Силовая** электроника — краткий терминологический словарь / под ред. докт. техн. наук, проф. Ф.И. Ковалева. М.: Изд. «Информэлектро», 2001.
- 12.5. **Уильямс Б.** Силовая электроника: приборы, применение, управление: справочное пособие: пер. с англ. М.: Энергоатомиздат, 1993.

Глава тринадцатая

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

Содержание

- 13.1. Назначение релейной защиты. Требования, предъявляемые к релейной защите
- 13.2. Структурная схема РЗ, подключение РЗ к защищаемому объекту
- 13.3. Токовые защиты
- 13.4. Дистанционная защита
- 13.5. Продольная дифференциальная токовая защита
- 13.6. Поперечная дифференциальная токовая защита
- 13.7. Направленная защита с высокочастотной блокировкой
- 13.8. Дифференциально-фазная защита
- 13.9. Комплексы релейной защиты
- Контрольные вопросы
- Литература для самостоятельного изучения

13.1. Назначение релейной защиты. Требования, предъявляемые к релейной защите

Ни один элемент электроэнергетической системы (генератор, трансформатор, линия электропередачи, сборные шины и др.) не обладает абсолютной надежностью. С большей или меньшей вероятностью он может быть поврежден, причем большинство повреждений сопровождается возникновением короткого замыкания (КЗ). Режим КЗ опасен для энергосистемы: устойчивая работа энергосистемы может быть нарушена из-за существенного искажения параметров режима энергосистемы, потребители электроэнергии теряют электропитание, длительное существование токов КЗ разрушает повредившийся элемент энергосистемы до неремонтопригодного состояния.

Назначением релейной защиты (РЗ) является выявление поврежденного элемента и быстрейшее его отключение от энергосистемы. Кроме того, устройства релейной защиты должны предупреждать повреждение элемента энергосистемы в случае возникновения ненормального и опасного для него режима работы (перегрузка, неполнофазный режим и др.).

Основные требования, предъявляемые к устройствам релейной защиты:

Селективность — способность устройства релейной защиты выявить и отключить именно поврежденный элемент энергосистемы, а не какой-либо иной, хотя при наличии короткого замыкания нарушается нормальная работа многих элементов энергосистемы.

Быстродействие — способность релейной защиты в кратчайший промежуток времени (лучше всего мгновенно) выявить и отключить поврежденный элемент энергосистемы.

Чувствительность — способность устройства релейной защиты четко отличать режим короткого замыкания любого вида (трехфазное, двухфазное, однофазное короткое замыкание) от всевозможных, даже утяжеленных режимов работы защищаемого объекта при отсутствии короткого замыкания.

Надежность — отсутствие отказов или ложных срабатываний релейной защиты, что обеспечивается как функциональной, так и аппаратной надежностью устройства защиты.

Устройства релейной защиты реагируют, естественно, на значения параметров режима защищаемого объекта (ток, напряжение, направление мощности и др.). По способу обеспечения селективности устройства релейной защиты подразделяются на две группы: с относительной селективностью и с абсолютной селективностью. Селективность защит первой группы обеспечивается выбором значений параметров срабатывания (уставок) защиты, а селективность защит второй группы обеспечивается принципом их действия, т.е. защиты с абсолютной селективностью по принципу своего действия не реагируют на внешние по отношению к защищаемому объекту КЗ. К защитам с относительной селективностью относятся в основном токовые и дистанционные защиты, а к защитами с абсолютной селективностью продольные и поперечные дифференциальные защиты, направленные защиты с высокочастотной блокировкой, дифференциально-фазные защиты, а также защиты, реагирующие на неэлектрические параметры (газовая защита трансформатора, дуговая защита шин и др.).

13.2. Структурная схема РЗ, подключение РЗ к защищаемому объекту

Любое устройство релейной защиты содержит, как правило, три составные части: измерительную, логическую и исполнительную (рис. 13.1). В состав измерительной части может входить один или несколько пусковых органов. Назначением измерительной части защиты является сравнение текущих значений параметров режима защищаемого объекта с заданными значениями, при которых защита должна срабатывать, т.е. с уставкой.

В зависимости от вида РЗ такими параметрами могут быть ток, напряжение, направление мощности, отношение напряжения к току, т.е. сопротивление, и др. Если защита должна срабатывать при значениях параметра режима больших уставки, она называется максимальной, а если при значениях параметра меньших уставки — минимальной.

При КЗ на защищаемом объекте ток увеличивается, напряжение снижается, изменяется фазовый сдвиг между током и напряжением, нарушается симметрия токов и напряжений, а при КЗ на землю сумма напряжений и сумма токов трех фаз оказывается не равной нулю. Эту

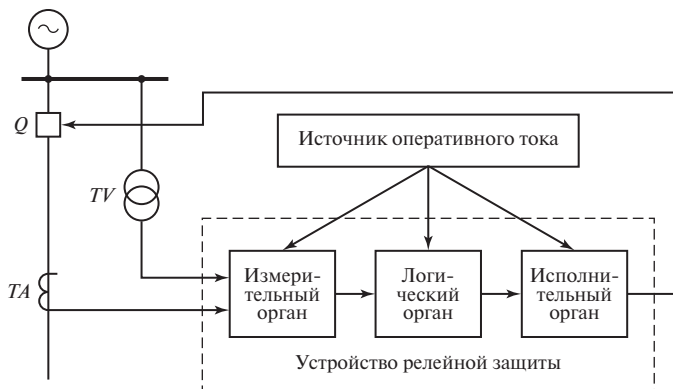


Рис. 13.1. Структурная схема релейной защиты

информацию измерительная часть защиты получает от измерительных преобразователей (трансформатора тока $ТА$ и трансформатора напряжения TV), изолирующих устройство релейной защиты от высокого напряжения на защищаемом объекте. Измерительная часть защиты обрабатывает входную информацию. В том случае, когда контролируемые параметры выходят за установленные пределы, пусковые органы измерительной части защиты выдают сигналы в логическую часть, реализующую логику действия защиты. В зависимости от вида релейной защиты она должна при срабатывании одного или при одновременном срабатывании нескольких пусковых органов измерительной части выдавать сигнал на отключение защищаемого объекта от энергосистемы без выдержки или с выдержкой времени. Сигнал на отключение объекта от энергосистемы поступает в исполнительную часть защиты, формирующую управляющее воздействие на выключатель (или выключатели) Q , отключающий поврежденный объект от источников питания.

Помимо отключения объекта от источников питания при возникновении на нем КЗ на релейную защиту возлагаются также функции защиты объекта от ненормальных режимов работы, чаще всего от его перегрузки током внешнего короткого замыкания и от недопустимой перегрузки рабочим током. Практически на всех объектах энергосистемы (генераторах, трансформаторах, линиях электропередачи, сборных шинах и др.) устанавливаются, как правило, не одно, а несколько устройств релейной защиты, обеспечивающих защиту объекта от междофазных коротких замыканий, от коротких замыканий на землю, а также от ненормальных режимов работы.

Измерительные преобразователи (трансформаторы тока и трансформаторы напряжения), от которых устройство релейной защиты получает информацию о параметрах режима защищаемого объекта, должны иметь погрешность преобразования значений тока и напряжения защищаемого объекта в их вторичные значения, поступающие в измерительную часть защиты, не превышающую в условиях срабатывания защиты 10 %.

Логическая и исполнительная части релейной защиты требуют для своего функционирования специальный источник питания — источник оперативного тока. Измерительная часть защиты, если она выполнена на интегральных микросхемах или с использованием микропроцессоров, также требует питания от источника оперативного тока. К источникам оперативного тока предъявляются в основном три требования: автономность, т.е. независимость от режима работы защищаемого объекта; надежность, т.е. безотказность в работе; мощность достаточная как для питания устройства релейной защиты, так и для отключения выключателя (или выключателей) защищаемого объекта.

В распределительных электрических сетях и системах электроснабжения, имеющих, как правило, значительное число электрических подстанций без постоянного обслуживающего персонала, в качестве источников оперативного тока используются трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, трансформаторы собственных нужд и предварительно заряженные конденсаторные батареи. На электрических станциях и крупных подстанциях источниками оперативного тока являются аккумуляторные батареи, работающие в режиме постоянного подзаряда.

13.3. Токовые защиты

Максимальная токовая защита отличает режим короткого замыкания от рабочего режима по значению тока, проходящего в защищаемом объекте, а селективность защиты обеспечивается выбором времени ее срабатывания. Максимальная токовая защита получила широкое распространение в радиальных электрических сетях с односторонним питанием напряжением ≤ 110 кВ (рис. 13.2).

Трансформаторы тока, к которым подключены токовые измерительные органы защиты, установлены в начале защищаемой линии, т.е. вблизи шин питающей подстанции. При коротком замыкании в точке K ток короткого замыкания проходит по линиям AB , BB и $BГ$, что приводит к срабатыванию токовых измерительных органов защит. Для обеспечения отключения только поврежденной линии последовательно расположенным защитам придается время срабатывания защиты, возрастающее по мере приближения к источнику питания, т.е.

$$t_{с.31} > t_{с.32} > t_{с.33} > t_{с.34}. \quad (13.1)$$

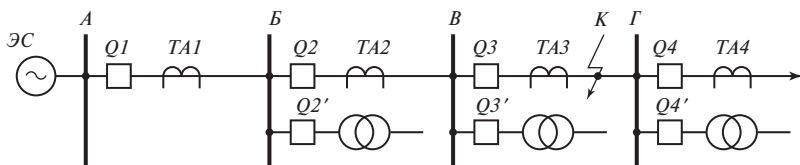


Рис. 13.2. Радиальная электрическая сеть с односторонним питанием:

ЭС — питающая энергосистема; А, Б, В, Г — подстанции сети; АБ, ВВ, ВГ — линии электропередачи; Q1—Q4, Q2', Q3', Q4' — выключатели; ТА1, ТА2, ТА3, ТА4 — трансформаторы тока (источники информации для устройств релейной защиты линий электропередачи)

Таким образом, при КЗ в точке K (рис. 13.2) сработает РЗ линии $BГ$ и отключит выключатель $QЗ$.

Ток срабатывания защиты выбирается по условию возврата защиты в исходное состояние после отключения внешнего КЗ:

$$I_{с.з} = \frac{k_{отс} k_3}{k_b} I_{раб\ max}, \quad (13.2)$$

где $k_{отс}$ — коэффициент отстройки, больший 1 и учитывающий погрешности трансформаторов тока и аппаратуры защиты; k_3 — коэффициент самозапуска электрических двигателей потребителей, получающих питание по защищаемой линии, больший 1 и учитывающий возрастание тока в линии при самозапуске этих двигателей после ликвидации режима КЗ; k_b — коэффициент возврата, равный отношению тока возврата измерительного органа защиты в исходное состояние к току срабатывания этого органа ($k_b = 0,75—0,95$); $I_{раб\ max}$ — максимальное значение тока в защищаемой линии в рабочем режиме работы.

Если защищаемая линия оборудована устройством автоматического повторного включения (АПВ), ток срабатывания защиты необходимо выбрать также по условию ее несрабатывания после успешного АПВ

$$I_{с.з} = k_{отс} k'_3 I_{раб\ max}, \quad (13.3)$$

где, как правило, $k'_3 > k_3$, так как перерыв питания электродвигателей в этом случае больше, что приводит к увеличению тока их самозапуска.

В качестве уставки защиты по току срабатывания принимается большее из двух полученных значений $I_{с.з}$.

Время срабатывания защит смежных участков сети отличается на ступень селективности Δt (0,3—1 с), учитывающую с некоторым запасом время отключения выключателя, а также погрешность во времени срабатывания и инерционность этих защит, т.е. $t_{с.з3} = t_{с.з4} + \Delta t$; $t_{с.з2} = t_{с.з3} + \Delta t$; $t_{с.з1} = t_{с.з2} + \Delta t$.

Чувствительность защиты оценивается коэффициентом чувствительности

$$k_{ч} = \frac{I_{р.к}}{I_{с.р}}, \quad (13.4)$$

где $I_{р.к}$ — минимальное значение тока в реле измерительного органа защиты при КЗ, а

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з}}{K_I} k_{сх}, \quad (13.5)$$

где K_I — коэффициент трансформации трансформаторов тока защиты, а $k_{сх}$ — коэффициент, учитывающий схему подключения реле тока защиты ко вторичным обмоткам трансформаторов тока.

Коэффициент чувствительности определяется при КЗ в конце защищаемой линии, а также при КЗ в конце смежной линии и за трансформатором приемной подстанции, так как на максимальную токовую защиту обычно возлагаются функции резервной защиты при отказе защиты или выключателя смежного элемента сети. Считается, что защита обладает достаточной чувствительностью, если в первом случае $k_{\text{ч}} \geq 2$, а во втором $k_{\text{ч}} \geq 1,2$.

Максимальная токовая защита, как правило, имеет хорошую чувствительность. Ее недостатком является относительно большое время срабатывания.

Токовая отсечка, как и максимальная токовая защита, реагирует на увеличение тока в защищаемом объекте. Однако селективность токовой отсечки обеспечивается не выбором времени срабатывания защиты, а выбором тока срабатывания. Ток срабатывания токовой отсечки отстраивается от максимального значения тока внешнего короткого замыкания. На рис. 13.3 изображена зависимость тока короткого замыкания $I_{\text{к}}$ от удаленности точки короткого замыкания $K1$ от шин питающей энергосистемы A . Токи срабатывания токовых отсечек линий AB и BB отстраиваются от токов короткого замыкания на шинах приемных подстанций:

$$I_{\text{с.з.1}}^{\text{I}} = k_{\text{отс}} I_{\text{К2}}; \quad I_{\text{с.з.2}}^{\text{I}} = k_{\text{отс}} I_{\text{К3}}, \quad (13.6)$$

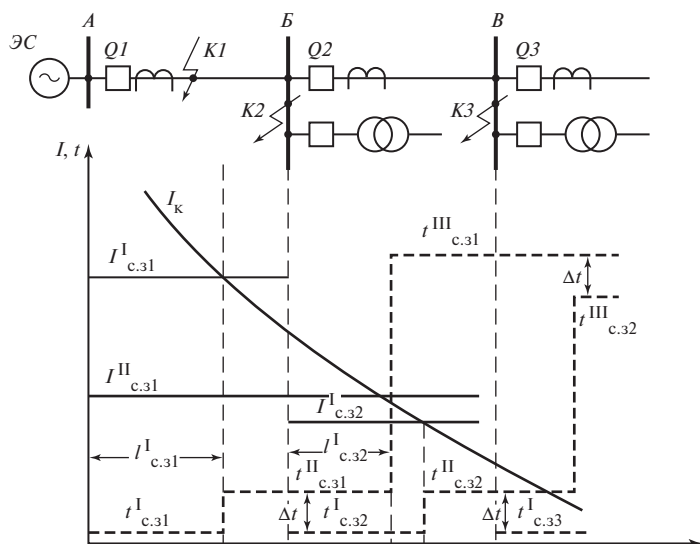


Рис. 13.3. Ток и время срабатывания токовой ступенчатой защиты линий AB и BB радиальной электрической сети с односторонним питанием:

$I_{\text{к}}$ — зависимость тока КЗ от места короткого замыкания; $I_{\text{с.з.}}^{\text{I}}, t_{\text{с.з.}}^{\text{I}}$ — ток и время срабатывания I ступени защиты; $I_{\text{с.з.}}^{\text{II}}, t_{\text{с.з.}}^{\text{II}}$ — ток и время срабатывания II ступени защиты; $t_{\text{с.з.}}^{\text{III}}$ — время срабатывания III ступени защиты; $I_{\text{с.з.}}^{\text{I}}$ — зона действия I ступени защиты

где I_{K2} , I_{K3} — ток при КЗ соответственно в точках $K2$ и $K3$; $k_{отс}$ — коэффициент отстройки, больший 1; $I_{с.31}^I$, $I_{с.32}^I$ — ток срабатывания токовой отсечки соответственно линий AB и BB .

Ясно, что при таком токе срабатывания токовая отсечка нечувствительна к внешним коротким замыканиям, а следовательно, время ее срабатывания может быть равным нулю (рис. 13.3):

$$t_{с.31}^I = t_{с.32}^I \approx 0. \quad (13.7)$$

Чувствительность токовой отсечки оценивается длиной защищаемого участка линии $l_{с.3}^I$ при коротком замыкании, на котором $I_K > I_{с.3}^I$, т.е. токовая отсечка защищает не всю длину линии.

Таким образом, достоинства и недостатки токовой отсечки и максимальной токовой защиты противоположны. Токовая отсечка не имеет выдержки времени, но не чувствительна к коротким замыканиям в конце линии, а максимальная токовая защита обладает хорошей чувствительностью, но имеет значительное время срабатывания. Поэтому их целесообразно использовать совместно.

Токовая ступенчатая защита. В качестве первой ступени защиты используется токовая отсечка без выдержки времени. В качестве второй ступени устанавливается токовая отсечка с выдержкой времени, назначением которой является быстрое отключение линии при возникновении КЗ вне зоны действия первой ступени. Ток и время срабатывания второй ступени защиты отстраиваются от тока и времени срабатывания первой ступени защиты смежной линии (рис. 13.3):

$$I_{с.31}^{II} = k_{отс} I_{с.32}^I, \quad t_{с.31}^{II} = t_{с.32}^I + \Delta t. \quad (13.8)$$

Вторая ступень защиты считается чувствительной, если при коротком замыкании в конце линии ее коэффициент чувствительности $k_{ч}^{II} \geq 1,2$.

В качестве третьей ступени используется максимальная токовая защита, назначением которой является резервирование первых ступеней своей защиты, а также отказов защит и выключателей смежных участков сети (ближнее и дальнее резервирование).

Токовая защита нулевой последовательности. Как показывает статистика, большинство коротких замыканий (до 70—80 %) являются короткими замыканиями на землю. В сети с заземленной нейтралью ток короткого замыкания проходит по контуру фаза—земля, а следовательно, сумма токов трех фаз не равна нулю, а равна утроенному значению симметричной составляющей тока нулевой последовательности:

$$\underline{I}_A + \underline{I}_B + \underline{I}_C = 3 \underline{I}_0. \quad (13.9)$$

Поскольку в рабочем режиме сумма токов трех фаз равна нулю, токовую защиту, реагирующую на ток нулевой последовательности, не следует отстраивать от тока рабочего режима, что делает такую защиту гораздо более чувствительной по сравнению с максимальной токовой

защитой. Ток срабатывания токовой защиты нулевой последовательности отстраивается от тока небаланса, обусловленного погрешностями трансформаторов тока защиты, который тем больше, чем больше ток в первичных обмотках этих трансформаторов тока. Ток срабатывания токовой защиты нулевой последовательности линии электропередачи отстраивается от тока небаланса при КЗ за трансформатором приемной подстанции, что позволяет не отстраивать эту защиту по времени срабатывания от времени срабатывания защит потребителей электроэнергии и делает ее более быстродействующей по сравнению с максимальной токовой защитой.

Обычно реализуется ступенчатая токовая защита нулевой последовательности, в которой в качестве первых ступеней используются токовые отсечки нулевой последовательности без выдержки и с выдержкой времени.

Замыкание одной фазы на землю в сети с изолированной нейтралью вызывает прохождение через место замыкания относительно небольшого тока, обусловленного емкостью электрической сети на землю, и в большинстве случаев не требует немедленного отключения. Ток срабатывания токовой защиты в сети с изолированной нейтралью отстраивается от емкостного тока защищаемого объекта, защита действует, как правило, не на отключение защищаемого объекта, а на сигнал.

Токовая направленная защита. В радиальной сети с несколькими источниками питания, как и в кольцевой сети с одним источником питания, максимальная токовая защита не может быть использована, так как обеспечить селективность этой защиты путем выбора времени срабатывания оказывается невозможным. При коротком замыкании на линии *БВ* (точка *К1* на рис. 13.4) время срабатывания защиты 2 должно быть больше времени срабатывания защиты 3, а при коротком замыкании на линии *АБ* (точка *К2*) для селективного отключения поврежденного объекта защита 2 должна срабатывать раньше защиты 3. Максимальная токовая защита в такой сети может быть селективной только при наличии, кроме измерительного органа тока, органа направления мощности, который разрешает защите срабатывать только при направлении мощности короткого замыкания от шин в линию (см. стрелки на рис. 13.4).

Наличие органа направления мощности подразделяет защиты сети на две группы — нечетную (1, 3, 5) и четную (2, 4, 6). Селективность защиты будет обеспечена, если

$$t_{с.31} > t_{с.33} > t_{с.35} \quad \text{и} \quad t_{с.36} > t_{с.34} > t_{с.32}. \quad (13.10)$$

Ток срабатывания токовой направленной защиты определяется, как и ток срабатывания максимальной токовой защиты, в соответствии

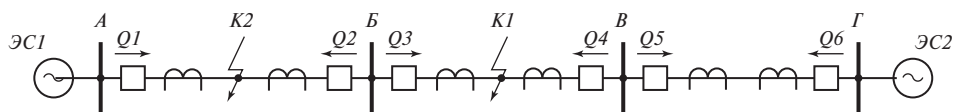


Рис. 13.4. Радиальная электрическая сеть с двухсторонним питанием:

ЭС1, ЭС2 — питающие энергосистемы; Q1, Q2, Q3, Q4, Q5, Q6 — выключатели соответственно линий электропередачи АБ, БВ, ВГ

с выражениями (13.2) и (13.3). Однако под $I_{\text{раб max}}$ понимается максимальный ток в рабочем режиме работы сети, проходящий в направлении действия защиты.

Поскольку из-за повреждений во вторичных цепях трансформатора напряжения орган направления мощности может сработать ложно, во избежание ложного срабатывания защиты ток срабатывания отстраивается также от тока в рабочем режиме сети, проходящего в направлении, противоположном направлению действия защиты:

$$I_{\text{с.з}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{раб}}. \quad (13.11)$$

В качестве тока срабатывания защиты принимается большее из трех полученных значений, после чего необходимо убедиться, что

$$I_{\text{с.з1}} > I_{\text{с.з3}} > I_{\text{с.з5}} \quad \text{и} \quad I_{\text{с.з6}} > I_{\text{с.з4}} > I_{\text{с.з2}}. \quad (13.12)$$

При несоблюдении условия (13.12) защита может сработать неселективно.

Время срабатывания защиты принимается большим времени срабатывания защит смежных элементов сети в направлении действия защиты, т.е.

$$t_{\text{с.з1}} > t_{\text{с.з3}} > t_{\text{с.з5}} \quad \text{и} \quad t_{\text{с.з6}} > t_{\text{с.з4}} > t_{\text{с.з2}}.$$

Основным недостатком защиты является наличие «мертвой зоны», т.е. участка защищаемой линии, при КЗ на котором защита отказывает в действии из-за малого значения напряжения, подаваемого на вход органа направления мощности. Однако при включении реле по 90-градусной схеме, предусматривающей подачу на реле тока фазы и разности напряжений двух других фаз (например, $\underline{I}_{\text{р}} = \underline{I}_{\text{А}}$, $\underline{U}_{\text{р}} = \underline{U}_{\text{В}} - \underline{U}_{\text{С}}$), «мертвая зона» имеет место только при металлическом трехфазном КЗ.

Токовые направленные защиты, как и ненаправленные токовые защиты, стараются выполнять трехступенчатыми. Причем в качестве первой ступени защиты лучше использовать ненаправленную токовую отсечку, если ее зона действия перекрывает «мертвую зону» направленной защиты.

13.4. Дистанционная защита

Основным недостатком токовых защит является зависимость зоны их действия от тока короткого замыкания, что не позволяет в ряде случаев иметь достаточную чувствительность токовой защиты, особенно быстродействующих ее ступеней.

Дистанционная защита реагирует на отношение подведенных к измерительному органу защиты напряжения и тока, т.е. на сопротивление. Режим короткого замыкания отличается от нормального режима работы сети пониженным значением напряжения и повышенным значением тока. Следовательно, сопротивление на входе измерительного органа защиты

при коротком замыкании меньше, чем в нормальном режиме. Это обстоятельство и используется для выявления КЗ.

Таким образом, дистанционная защита представляет собой защиту минимального сопротивления. Если на вход измерительного органа минимального сопротивления подается разность напряжений замкнувшихся фаз и разность токов этих фаз, то сопротивление на входе измерительного органа оказывается равным сопротивлению линии от места установки защиты (начало линии) до места короткого замыкания

$$Z_p = Z_{уд} l_k, \quad (13.13)$$

где $Z_{уд}$ — удельное сопротивление линии;

l_k — расстояние до места короткого замыкания.

Так как $Z_{уд}$ — величина постоянная, защита реагирует на расстояние до места короткого замыкания, что и обусловило ее название.

Сопротивление на входе измерительного органа защиты представляет собой комплексную величину. Сопротивление на входе защиты (например, защиты 3 на рис. 13.4) в комплексной плоскости при коротком замыкании в точке $K1$ есть вектор $BK1$ (рис. 13.5), сопротивление линии $BВ$ и суммарное сопротивление линий $BВ$ и $BГ$ — векторы $BВ$ и $BГ$, а сопротивление до точки $K2$ и линии AB — векторы $BK2$ и BA .

Угол наклона φ_L этих векторов сопротивления определяется активным и реактивным сопротивлением защищаемых линий.

Сопротивление на входе защиты в рабочем режиме работы электрической сети отображается вектором сопротивления нагрузки, получающей питание по защищаемой линии ($Z_{нагр}$ на рис. 13.5). Этот вектор отличается от вектора сопротивления короткого замыкания не только по величине, но и по фазе, так как коэффициент мощности нагрузки $\cos \varphi_{нагр} \approx 0,8 \div 0,95$.

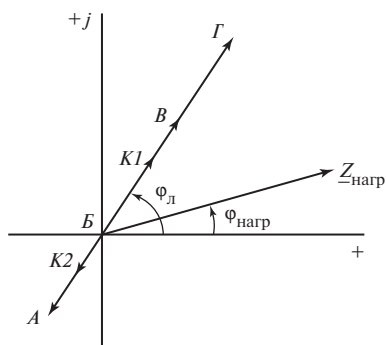


Рис. 13.5. Векторы сопротивления на входе измерительного органа минимального сопротивления дистанционной защиты

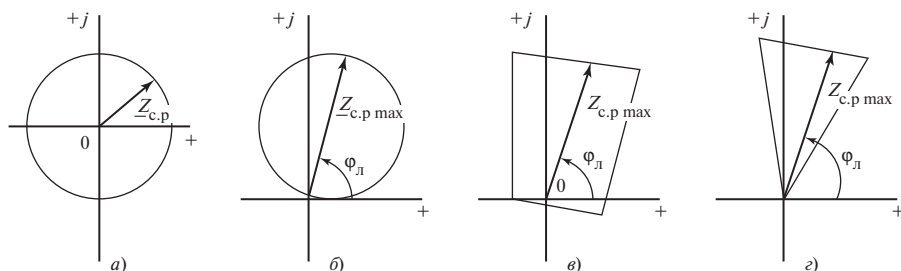


Рис. 13.6. Характеристики срабатывания минимальных реле сопротивления

С целью повышения чувствительности защиты, т.е. наилучшей отстройки защиты как от внешних коротких замыканий, так и от режима нагрузки, используются реле минимального сопротивления с различными характеристиками срабатывания (рис. 13.6).

Характеристики на рис. 13.6, *а* и *б* имеют соответственно ненаправленное и направленное реле полного сопротивления. Угол максимальной чувствительности у направленного реле, соответствующий максимальному значению сопротивления срабатывания реле $Z_{с.р \max}$, равняется $\varphi_{\text{д}}$. Характеристика на рис. 13.6, *в* позволяет обеспечить чувствительность защиты при коротком замыкании через переходное сопротивление, а характеристика на рис. 13.6, *г* — оптимальным образом отстроить защиту от сопротивления нагрузки.

Дистанционная защита выполняется, как правило, трехступенчатой. Первая ступень не имеет выдержки времени (рис. 13.7), а сопротивление срабатывания принимается несколько меньшим сопротивления защищаемой линии. Например, для защиты *1* линии *АВ* $Z_{с.31}^I = k_{\text{отс}} Z_{AB}$.

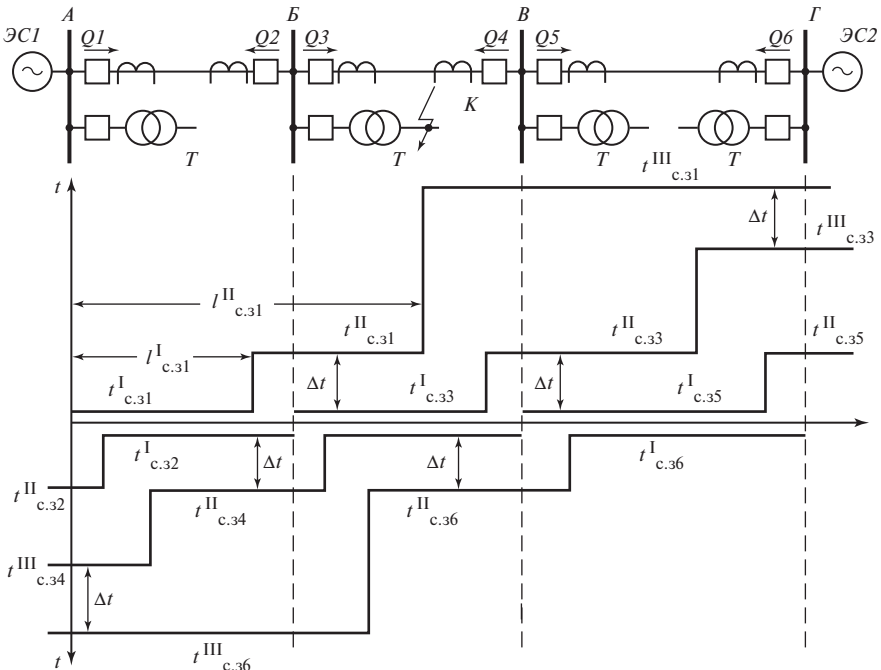


Рис. 13.7. Время срабатывания трехступенчатой направленной дистанционной защиты электрической сети с двухсторонним питанием:

ЭС1, ЭС2 — питающие энергосистемы; $t_{с.3}^I, t_{с.3}^{II}, t_{с.3}^{III}$ — время срабатывания I, II и III ступеней защиты; $l_{с.31}^I, l_{с.31}^{II}$ — зоны действия I и II ступеней защиты; Q1, Q2, Q3, Q4, Q5, Q6 — выключатели соответственно линий AB, BB, BG; T — трансформаторы на подстанциях А, В, Г; Δt — ступень селективности

Коэффициент отстройки $k_{отс} = 0,8—0,9$ учитывает погрешности трансформаторов тока и напряжения, к которым подключено реле сопротивления, и погрешность самого реле сопротивления. Аналогично определяются сопротивления срабатывания первых ступеней всех защит.

Сопротивления срабатывания вторых ступеней защит отстраиваются от суммарного сопротивления защищаемой линии и сопротивления срабатывания первой ступени защиты смежной линии, а также от короткого замыкания за трансформатором приемной подстанции, например:

$$\begin{aligned} Z_{с.31}^{\text{II}} &= k_{отс}(Z_{AB} + k'_{отс}Z_{с.33}^{\text{I}}); \\ Z_{с.31}^{\text{II}} &= k_{отс}(Z_{AB} + k_{\text{T}}Z_{\text{T}}), \end{aligned} \quad (13.14)$$

где $k_{\text{T}} = I_{\text{к}}/I_{\text{к1}}$ — коэффициент токораспределения, равный отношению суммарного тока короткого замыкания за трансформатором приемной подстанции к току в защищаемой линии, проходящему в направлении действия защиты.

Время срабатывания второй ступени защиты принимается на ступень селективности больше времени срабатывания первой ступени защиты смежной линии, т.е. $t_{с.31}^{\text{II}} = t_{с.33}^{\text{I}} + \Delta t$ (рис. 13.7).

Назначением третьей ступени защиты является резервирование отказов защит и выключателей смежных элементов электрической сети. Сопротивление срабатывания третьей ступени определяется по условию обеспечения чувствительности при КЗ в конце смежной линии и за трансформатором приемной подстанции, а также по условию возврата защиты в исходное состояние после отключения внешнего короткого замыкания, например:

$$\begin{aligned} Z_{с.31}^{\text{III}} &\geq (Z_{AB} + Z_{BB})k_{\text{ч}}; \\ Z_{с.31}^{\text{III}} &\geq (Z_{AB} + k_{\text{T}}Z_{\text{T}})k_{\text{ч}}; \\ Z_{с.31}^{\text{III}} &\leq \frac{Z_{\text{паб min}}}{k_{отс}k_{\text{в}}}, \end{aligned} \quad (13.15)$$

где $k_{\text{ч}} \geq 1,2$ — коэффициент чувствительности; $k_{\text{в}} = \frac{Z_{\text{вр}}}{Z_{\text{с.п}}} \approx 1,1—1,15$ — коэффициент возврата, равный отношению сопротивления возврата к сопротивлению срабатывания реле сопротивления; $k_{отс} = 1,1—1,2$ — коэффициент отстройки.

При этом по первому условию вектор сопротивления $\underline{Z}_{с.3}^{\text{III}}$ имеет угол $\varphi_{\text{л}}$, а по второму условию $\varphi_{\text{нагр}}$ (см. рис. 13.5).

Время срабатывания третьей ступени защиты отстраивается от времени срабатывания третьей ступени защиты смежной линии (см. рис. 13.7).

Дистанционная защита может сработать ложно при качаниях в энергосистеме, а также при неисправностях в цепях трансформатора напряжения, приводящих к снижению напряжения на входе измерительного органа защиты. Поэтому в комплект дистанционной защиты обычно входит устройство блокировки защиты при качаниях и неисправностях в цепях напряжения.

Дистанционная защита по сравнению с токовыми защитами обладает большей чувствительностью, имеет стабильную зону действия, однако она значительно более дорогая и технически сложная.

13.5. Продольная дифференциальная токовая защита

Селективность токовых защит и дистанционной защиты обеспечивается соответствующим выбором параметров их срабатывания, т.е. это защиты с относительной селективностью. Продольная дифференциальная токовая защита не реагирует на внешние короткие замыкания по принципу действия, т.е. относится к защитами с абсолютной селективностью, а следовательно, является быстродействующей защитой.

Измерительный орган (реле тока) продольной дифференциальной токовой защиты включается на разность токов по концам защищаемого объекта (рис. 13.8, а).

В реле защиты проходит ток $\underline{I}_p$, равный разности вторичных токов измерительных трансформаторов тока $TA1$ и $TA2$ $\underline{I}_{12}$ и $\underline{I}_{22}$. При внешнем коротком замыкании в точке $K1$ токи $\underline{I}_1$ и $\underline{I}_2$ по концам защищаемого объекта одинаковы, и ток $\underline{I}_p = \underline{I}_{12} - \underline{I}_{22}$ принципиально равен нулю (рис. 13.8, б). При коротком замыкании на защищаемом объекте в точке $K2$ в реле защиты проходит практически арифметическая сумма вторич-

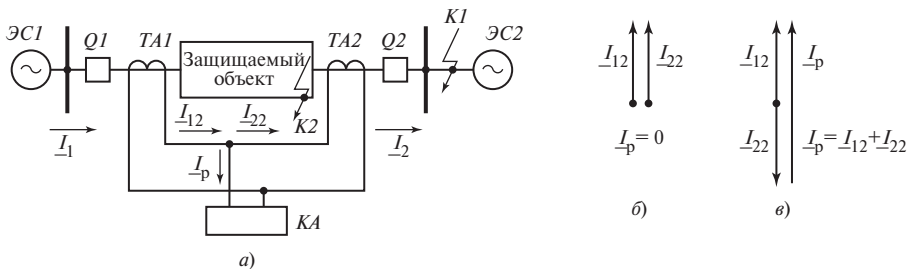


Рис. 13.8. Продольная дифференциальная токовая защита:

а — схема включения реле тока защиты; б — векторная диаграмма токов при внешнем КЗ (точка $K1$); в — векторная диаграмма токов при КЗ в защищаемом объекте (точка $K2$); ЭС1, ЭС2 — питающие энергосистемы; Q1, Q2 — выключатели защищаемого объекта; TA1, TA2 — трансформаторы тока; KA — реле тока защиты; $\underline{I}_1$, $\underline{I}_2$ — токи на входе и выходе защищаемого объекта; $\underline{I}_{12}$, $\underline{I}_{22}$ — вторичные токи трансформаторов тока; $\underline{I}_p$ — ток в реле тока защиты

ных токов короткого замыкания от источников питания ЭС1 и ЭС2 и защита срабатывает (рис. 13.8, в).

Теоретически ток срабатывания защиты мог бы быть равен нулю. Однако, если учитывать наличие погрешностей измерительных трансформаторов тока защиты, ток в реле защиты при отсутствии короткого замыкания на защищаемом объекте равен току небаланса, значение которого тем больше, чем больше ток в первичных обмотках трансформаторов тока. Поэтому ток срабатывания защиты отстраивается от тока небаланса, имеющего место при максимальном токе, проходящем через защищаемый объект при внешнем КЗ:

$$I_{с.з} = k_{отс} I_{нб \max}. \quad (13.16)$$

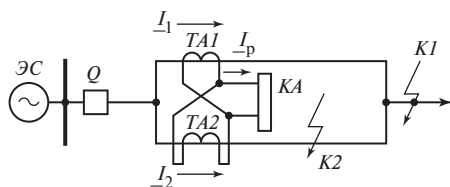
Различные модификации продольной дифференциальной токовой защиты широко используются для защиты от коротких замыканий генераторов, трансформаторов, сборных шин, мощных электрических двигателей и других объектов. Реализация такой защиты на линии электропередачи встречает серьезные трудности, связанные с большой протяженностью этого защищаемого объекта. Необходимость прокладки вдоль защищаемой линии электропередачи проводной линии связи, требуемой для объединения вторичных обмоток трансформаторов тока защиты, усложняет и удорожает защиту, а также значительно снижает ее надежность. Поэтому продольная дифференциальная токовая защита используется для защиты линий электропередачи протяженностью не более 15 км и только в случае необходимости отключения короткого замыкания без выдержки времени.

13.6. Поперечная дифференциальная токовая защита

Принцип действия этой защиты основан на сравнении токов параллельно включенных элементов энергосистемы, например токов двух линий электропередачи, коммутируемых одним выключателем (сдвоенная линия) (рис. 13.9). В измерительном органе защиты (реле тока КА) проходит разность токов параллельно работающих линий $\underline{I}_p = \underline{I}_1 - \underline{I}_2$. Если параметры защищаемых линий одинаковы, ток в измерительном органе защиты в рабочем режиме и при внешнем коротком замыкании (точка К1 на рис. 13.9) принципиально равен нулю. При коротком замыкании на одной из линий (точка К2 на рис. 13.9) разность токов $\underline{I}_1 - \underline{I}_2 \neq 0$ и защита срабатывает.

Рис. 13.9. Поперечная дифференциальная токовая защита сдвоенной линии:

КА — реле тока; $\underline{I}_1$, $\underline{I}_2$ — вторичные токи трансформаторов тока ТА1 и ТА2; $\underline{I}_p$ — ток в реле защиты



Ток срабатывания защиты отстраивается от тока небаланса, обусловленного погрешностями трансформаторов тока защиты и имеющего максимальное значение при прохождении по защищаемой сдвоенной линии тока внешнего короткого замыкания.

Поперечная дифференциальная токовая защита обладает абсолютной селективностью, т.е. является быстродействующей защитой. К недостаткам этой защиты относятся наличие «мертвой зоны» при коротком замыкании в конце защищаемой линии, а также то обстоятельство, что защита не указывает, какой из параллельно работающих элементов поврежден.

Для защиты параллельных линий, каждая из которых коммутируется своими выключателями, поперечная дифференциальная токовая защита оснащается измерительным органом направления мощности, что позволяет выявить и отключить только поврежденную линию. Защита устанавливается на обоих концах защищаемых линий. Ток срабатывания поперечной дифференциальной токовой направленной защиты параллельных линий отстраивается не только от тока небаланса при внешнем КЗ, но и от рабочего тока, так как при оперативном отключении одной из параллельных линий разность токов линий, на которую реагирует защита, оказывается равной рабочему току. Во избежание неселективного срабатывания при внешнем коротком замыкании защита при отключении одной из параллельных линий выводится из работы.

Поперечная дифференциальная токовая защита, естественно, не может быть единственной защитой от коротких замыканий параллельно включенных элементов энергосистемы и должна использоваться совместно с другими устройствами релейной защиты.

13.7. Направленная защита с высокочастотной блокировкой

Короткие замыкания на мощных линиях электропередачи, как правило, необходимо отключать без выдержки времени с целью сохранения устойчивости энергосистемы. Защиты с относительной селективностью в общем случае обеспечить быстрое отключение поврежденной линии не могут, а продольная дифференциальная токовая защита линии, как отмечалось, имеет ограниченное применение. Для создания защиты с абсолютной селективностью необходимо иметь информацию с противоположного конца защищаемой линии.

При коротком замыкании в точке K (рис. 13.10) срабатывают органы направления мощности защиты 1, 3, 4, а защиты 2 не срабатывает, так как направление мощности короткого замыкания на этом конце линии от линии к шинам. Защита 2 посылает высокочастотный сигнал, запрещающий (блокирующий) срабатывание защиты 1, а защиты 3 и 4 срабатывают и отключают поврежденную линию.

Таким образом, рассматриваемая защита имеет две части: релейную и высокочастотную. Релейная часть защиты содержит измерительный

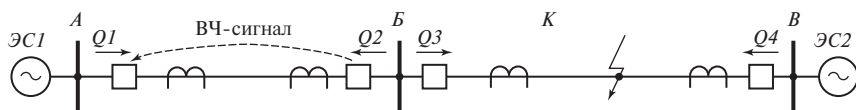


Рис. 13.10. Принцип действия направленной защиты с высокочастотной блокировкой:

$Q1, Q2, Q3, Q4$ — выключатели соответственно линий AB и BV радиальной сети с двухсторонним питанием; $ЭС1, ЭС2$ — энергосистемы

орган направления мощности, два измерительных (пусковых) органа тока и логический орган. Ток срабатывания первого пускового органа отстраивается от рабочего тока линии, а ток срабатывания второго пускового органа превышает ток срабатывания первого на 10 %. Логический орган реализует пуск приемопередатчика высокочастотной части защиты при несрабатывании органа направления мощности и срабатывании первого пускового органа, а также обеспечивает действие защиты на отключение выключателя линии при срабатывании органа направления мощности, второго пускового органа тока и при отсутствии высокочастотного сигнала.

С целью повышения чувствительности защиты пусковые органы тока могут быть заменены дистанционными пусковыми органами.

Высокочастотная часть защиты обеспечивает генерацию, передачу и прием высокочастотного сигнала. Высокочастотный канал связи организуется по контуру провод одной фазы защищаемой линии — земля. Для предотвращения распространения высокочастотного сигнала на соседние линии электропередачи и уменьшения затухания этого сигнала по концам выбранной фазы линии устанавливаются высокочастотные заградители $B3$ (рис. 13.11), представляющие собой большое сопро-

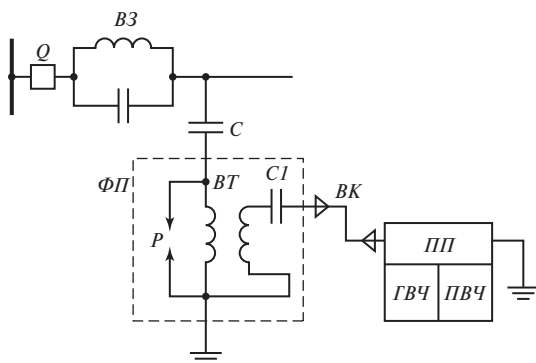


Рис. 13.11. Аппаратура высокочастотного канала связи:

$B3$ — высокочастотный заградитель; C — конденсатор связи; CI — конденсатор фильтра присоединения; $ФП$ — фильтр присоединения; $ВТ$ — воздушный трансформатор; $ПП$ — приемопередатчик; $ГВЧ$ — генератор высокой частоты; $ПВЧ$ — приемник высокой частоты; $ВК$ — высокочастотный кабель; P — разрядник; Q — выключатель

тивление для тока высокой частоты (30—500 кГц) и практически нулевое сопротивление для тока промышленной частоты.

Высокочастотная аппаратура защиты (фильтр присоединения *ФП* и приемопередатчик *ПП*, содержащий генератор *ГВЧ* и приемник *ПВЧ* высокой частоты) подключаются к проводу линии через конденсатор связи *С*, изолирующий эту аппаратуру от высокого напряжения защищаемой линии. Конденсатор связи представляет собой очень большое сопротивление для тока промышленной частоты (> 1200 кОм) и малое сопротивление для тока высокой частоты. Приемопередатчик *ПП* связан с фильтром присоединения *ФП* посредством высокочастотного кабеля *ВК*. Фильтр присоединения состоит: из воздушного трансформатора *ВТ* и конденсатора *С1*. Обмотки *ВТ* имеют отпайки, что позволяет изменять число витков обмоток, а следовательно, и индуктивность *ВТ*. Назначением *ФП* является согласование (настройка в резонанс на частоте *ПП*) сопротивлений *ВК* и *С*. Обмотка *ВТ*, подключенная к конденсатору связи *С*, защищена разрядником *Р*, что предотвращает попадание высокого напряжения на аппаратуру защиты в случае пробоя конденсатора связи *С*.

Направленная защита с высокочастотной блокировкой обладает абсолютной селективностью и имеет хорошую чувствительность, что предопределило ее широкое использование для защиты линий электропередачи. Поскольку при качаниях в энергосистеме защита может ложно сработать, если центр качаний находится на защищаемой линии, защита оснащается устройством блокировки от качаний.

13.8. Дифференциально-фазная защита

Принцип действия защиты основан на сравнении фаз тока по концам защищаемой линии. За условное положительное направление тока принимается направление тока от шин в линию. В неповрежденной линии (линия *АБ*, см. рис. 13.10) фазы токов *1* и *2* отличаются на 180° , а в поврежденной линии (линия *БВ*, см. рис. 13.10) практически совпадают. Информация о фазе тока передается на противоположный конец линии с помощью высокочастотного сигнала. Высокочастотный сигнал модулируется током промышленной частоты, т.е. генератор высокой частоты (*ГВЧ*) работает только в положительный полупериод тока. Приемник высокой частоты (*ПВЧ*) воспринимает сигнал высокой частоты как от своего *ГВЧ*, так и от *ГВЧ* комплекта защиты, установленного на противоположном конце защищаемой линии. На неповрежденной линии (линия *АБ*, см. рис. 13.10) высокочастотный сигнал в канале связи присутствует постоянно (рис. 13.12, *а*), т.е. *ГВЧ1* и *ГВЧ2* работают в разные полупериоды промышленной частоты. Постоянное наличие высокочастотного сигнала на входах приемников высокой частоты *ПВЧ1* и *ПВЧ2* блокирует срабатывание защит линии.

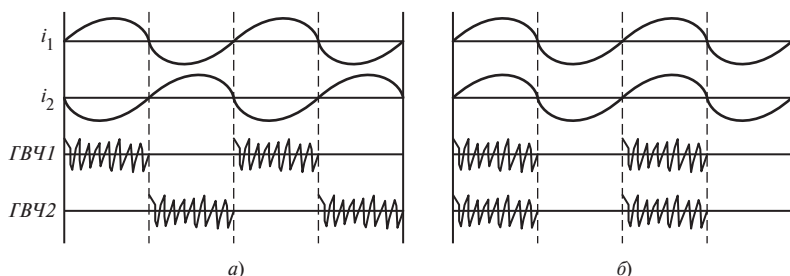


Рис. 13.12. Токи (i_1 , i_2) и периоды работы генераторов высокой частоты (ГВЧ1 и ГВЧ2) по концам защищаемой линии при внешнем КЗ (а) и при КЗ на линии (б)

На поврежденной линии (линия $БВ$, см. рис. 13.10) ГВЧ1 и ГВЧ2 работают в один и тот же период промышленной частоты, т.е. высокочастотный сигнал на входах ПВЧ1 и ПВЧ2 прерывистый (рис. 13.12, б), что приводит к срабатыванию защит линии, и поврежденная линия без выдержки времени отключается с обеих сторон.

В дифференциально-фазной защите пусковые органы принципиально не требуются, так как в рабочем режиме защиты линии оказываются заблокированными. Однако в случае сбоя в работе одного из ГВЧ защиты сработают и отключат неповрежденную линию. Поэтому дифференциально-фазная защита имеет два пусковых органа тока, один из которых, с меньшим током срабатывания, запускает ГВЧ, а второй, с большим током срабатывания, разрешает защите срабатывать при наличии прерывистого высокочастотного сигнала в канале связи. Ток срабатывания пусковых органов тока дифференциально-фазной защиты выбирается так же, как и ток срабатывания пусковых органов направленной защиты с высокочастотной блокировкой. С целью повышения чувствительности защиты могут быть использованы дистанционные пусковые органы.

Дифференциально-фазная защита широко используется для защиты линий 110 и 220 кВ.

13.9. Комплексы релейной защиты

На защищаемом объекте устанавливается, как правило, не одно, а несколько устройств релейной защиты. Часть устройств предназначена для защиты объекта от повреждений. Это основная защита объекта. Остальные устройства защищают объект от ненормальных режимов работы, а также резервируют отказы релейной защиты и выключателей смежных элементов энергосистемы. В качестве основной защиты обычно используются устройства релейной защиты с абсолютной селективностью, а в качестве резервной защиты — устройства релейной защиты с относительной селективностью. Так, например, на линиях электропередачи в качестве основной защиты устанавливается либо направленная

защита с высокочастотной блокировкой, либо дифференциально-фазная защита. В качестве резервной защиты используется дистанционная защита от внешних междуфазных коротких замыканий, а от коротких замыканий на землю — токовая защита нулевой последовательности. На генераторах электрических станций основную защиту составляют продольная дифференциальная токовая защита от междуфазных коротких замыканий в обмотках статора и поперечная дифференциальная токовая защита от витковых коротких замыканий. К числу резервных защит относятся токовая или дистанционная защита от внешних коротких замыканий, токовая защита от перегрузки рабочим током, токовая защита обратной последовательности от несимметричного режима работы генератора, токовая защита нулевой последовательности или защита напряжения нулевой последовательности от замыканий на землю в обмотках статора, а также токовые защиты от замыкания на землю обмотки ротора и от потери возбуждения генератора.

Исторически первыми были релейные комплексы, выполненные на электромеханических реле. В 60—70-х годах XX в. получили распространение релейные комплексы на интегральных микросхемах. В настоящее время все более широкое распространение получают цифровые комплексы релейной защиты, выполненные на базе микропроцессорной техники. Последние, хотя и являются более дорогостоящими, обладают рядом преимуществ, таких как многофункциональность, самодиагностика, память аварийных событий, автоматическое осциллографирование аварий и др., что обуславливает перспективность их использования в электроэнергетических системах. Интеллектуальный микропроцессорный терминал выполняет, как правило, функции основных и резервных устройств релейной защиты, устройства резервирования отказа выключателя, автоматического повторного включения, определения места повреждения, осциллографирования и измерения параметров режима.

Контрольные вопросы

1. Каково назначение релейной защиты?
2. Какие требования предъявляются к устройствам релейной защиты?
3. Каким образом обеспечивается селективность максимальной токовой защиты?
4. По каким условиям определяется ток срабатывания максимальной токовой защиты?
5. Каким образом оценивается чувствительность максимальной токовой защиты?
6. Как обеспечивается селективность токовой отсечки без выдержки времени?
7. Почему целесообразно совместно использовать токовую отсечку и максимальную токовую защиту?
8. Почему максимальная токовая защита не является селективной в сети с несколькими источниками питания и каков принцип действия токовой направленной защиты?
9. Поясните принцип действия токовой защиты нулевой последовательности от КЗ на землю. Почему такая защита имеет большую чувствительность и меньшее время срабатывания по сравнению с максимальной токовой защитой?

10. Каким образом определяются параметры срабатывания ступеней трехступенчатой дистанционной защиты?
11. Почему продольная дифференциальная токовая защита не реагирует на внешние короткие замыкания?
12. Каковы достоинства и недостатки поперечной дифференциальной токовой защиты?
13. Каким образом обеспечивается селективность направленной защиты с высокочастотной блокировкой?
14. Каким образом реализуется передача высокочастотного сигнала по линии электропередачи?
15. Каким образом обеспечивается селективность дифференциально-фазной защиты линии электропередачи?

Литература для самостоятельного изучения

- 13.1. **Федосеев А.М.** Релейная защита электрических систем: учеб. для вузов. М.: Энергия, 1976.
- 13.2. **Чернобровов Н.В., Семенов В.А.** Релейная защита энергетических систем: учеб. пособие для техникумов. М.: Энергоатомиздат, 1998.
- 13.3. **Басс Э.И., Дорогунцев В.Г.** Релейная защита электроэнергетических систем: учеб. пособие для вузов / под ред. А.Ф. Дьякова. М.: Издательство МЭИ, 2002.

Глава четырнадцатая

ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ

Содержание

- 14.1. Общие положения
- 14.2. Проводниковые материалы
- 14.3. Электроизоляционные материалы
- 14.4. Магнитные материалы
- Контрольные вопросы
- Литература для самостоятельного изучения

14.1. Общие положения

Создание электроэнергетических объектов невозможно без применения различных электротехнических материалов, разнообразных по свойствам, технологичности, надежности и способам эксплуатации.

Все применяемые в электроэнергетике материалы можно классифицировать по ряду признаков. Например, есть *конструкционные* материалы, основное предназначение которых связано с обеспечением механического крепления и требуемого взаиморасположения в пространстве различных частей оборудования, устройств и аппаратов, и *функциональные* материалы, обеспечивающие активное влияние материала на выполнение объектом заданных функций (например, полупроводники и др.).

Материалы также могут классифицироваться по агрегатному состоянию — *твердые, жидкие и газообразные* (иногда к этой классификации добавляют *твердеющие*). Различают также материалы *природного, искусственного и синтетического* происхождения.

В зависимости от электрических свойств материалы разделяются на *электроизоляционные, полупроводниковые и проводниковые*. Диэлектриками (диэлектрическими материалами) называют электротехнические материалы, предназначенные для использования их диэлектрических свойств, а именно большого электрического сопротивления и способности поляризоваться. Электроизоляционными материалами называются «диэлектрические материалы, предназначенные для электрической изоляции». Поскольку большинство электроэнергетических объектов функционирует в условиях генерации, передачи и распределения переменного электрического тока, то неизбежно при этом существуют и магнитные поля (чаще говорят, что работа осуществляется в условиях электромаг-

нитного поля). В этой связи материалы могут быть либо *магнитными*, либо *немагнитными*.

Чтобы определить к какому классу отнести материал с точки зрения его электрических свойств, необходимо оценить его удельное объемное электрическое сопротивление ρ — отношение напряженности электрического поля E к плотности тока J , проходящего через объем образца материала. Обычно удельное сопротивление рассчитывают по формуле

$$\rho = R \frac{S}{l}, \quad (14.1)$$

где R — сопротивление образца материала, Ом; l — длина пути тока в образце (расстояние между электродами), м; S — площадь образца материала, через которую протекает ток проводимости, м².

Проводниковые материалы имеют удельное сопротивление $\rho = 10^{-8} — 10^{-5}$ Ом · м ($\sim 10^{-2} — 10$ Ом · мм²/м)*, полупроводниковые — $\rho = 10^{-4} — 10^8$ Ом · м, а электроизоляционные материалы — $\rho \geq 10^8$ Ом · м. Например, серебро обладает $\rho = 0,016$ Ом · мм²/м, а такие электроизоляционные материалы, как полистирол, полиэтилен, политетрафторэтилен — $\rho = 10^{14} \div 10^{17}$ Ом · м.

В отличие от проводников и полупроводников у изоляционных материалов, имеющих малую электрическую проводимость, рассматривается еще и удельное поверхностное сопротивление ρ_s , Ом, которое позволяет оценить электрическое сопротивление при протекании тока по поверхности материала. Оно определяется как сопротивление квадрата поверхности материала электрическому току, протекающему между двумя противоположными сторонами квадрата. Значение этого сопротивления в большой степени зависит от качества поверхности материала, наличия на ней загрязнений и влаги.

Для оценки электрических качеств электроизоляционных материалов часто требуется знать и некоторые другие свойства: *относительную диэлектрическую проницаемость* (слово «относительная» иногда опускается) ϵ_r , *тангенс угла диэлектрических потерь* $\operatorname{tg} \delta$ и *электрическую прочность* $E_{\text{пр}}$.

Диэлектрическая проницаемость позволяет оценивать способность материала образовывать электрическую емкость. Значение ϵ_r показывает, во сколько раз увеличивается емкость при замене вакуума между электродами на реальный диэлектрический материал, и является безразмерной величиной. Диэлектрическая проницаемость ϵ_r не бывает меньше 1. В зависимости от типа материала и внешних условий она изменяется от единиц

* Удельное объемное электрическое сопротивление проводников чаще принято указывать в Ом · мм²/м ($1 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м} = 10^6 \text{ Ом} \cdot \text{м}$).

(например, гелий имеет $\varepsilon_r \approx 1$, полистирол 1,5, стекло 7) до десятков тысяч (сегнетоэлектрики).

Характеристика, позволяющая определить потери мощности (диэлектрические потери) в изоляционном материале, работающем в переменном электрическом поле, называется тангенсом угла диэлектрических потерь. Угол диэлектрических потерь — это угол, дополняющий до 90° угол фазового сдвига между током и напряжением в емкостной цепи, так как любой диэлектрик создает электрическую емкость.

Диэлектрические потери (или активная мощность, теряемая в диэлектрике, Вт) рассчитываются по формуле

$$P = 2\pi f U^2 C \operatorname{tg} \delta, \quad (14.2)$$

где f — частота напряжения, Гц; U — напряжение, приложенное к диэлектрику, В; C — емкость диэлектрика, Ф.

Значит, при заданных значениях частоты, напряжения и емкости активная теряемая мощность, зависит от $\operatorname{tg} \delta$ изоляционного материала, который в свою очередь зависит от ряда внешних факторов, например, от температуры материала и частоты электрического поля. Значения $\operatorname{tg} \delta$ электроизоляционных материалов меньше единицы и зависят от типа диэлектрика. Так, у газообразных диэлектриков $\operatorname{tg} \delta = 10^{-6} \div 10^{-4}$, диэлектриков с высоким удельным сопротивлением $\operatorname{tg} \delta = (2 \div 6) \cdot 10^{-4}$, остальных $\operatorname{tg} \delta = 0,001 \div 0,1$.

Если напряженность электрического поля, в котором находится диэлектрик, превысит некоторое значение, критическое для данного материала, то он потеряет свои электроизоляционные свойства — произойдет пробой материала с образованием в нем канала с очень большой проводимостью. Значение напряженности однородного поля, при котором происходит пробой, называется электрической прочностью материала. Эту величину можно получить по формуле

$$E_{\text{пр}} = U_{\text{пр}} / h, \quad (14.3)$$

где $U_{\text{пр}}$ — напряжение, при котором происходит пробой, В; h — толщина материала, м.

При пробое в неоднородном электрическом поле критическую напряженность электрического поля обычно называют «пробивной напряженностью» или характеризуют материал значением пробивного напряжения.

Общими для электроизоляционных, полупроводниковых, проводниковых и магнитных материалов являются механические, тепловые и некоторые физико-химические характеристики.

Большинство материалов подвергается при монтаже или эксплуатации механическим нагрузкам. Среди механических нагрузок следует выделить разрушающие напряжения: при растяжении σ_p , сжатии σ_c , статическом изгибе $\sigma_{\text{и}}$, динамическом изгибе (ударная вязкость) a . У ряда материалов (стекло, керамика и некоторые пластмассы) разрушающее

напряжение при сжатии значительно выше, чем при растяжении, в то время как у металлов эти характеристики одного порядка.

К важным механическим свойствам следует отнести пластичность, твердость, упругость. При достаточно высоких механических напряжениях у многих материалов наблюдается необратимое пластическое течение, или остаточная пластическая деформация. Деформация приводит к уменьшению площади поперечного сечения, что может служить причиной последующего разрушения материала или конструкции.

Поведение большинства материалов с точки зрения тепловых воздействий может быть оценено их теплоемкостью, тепловым расширением и коэффициентом теплопроводности. Однако условия эксплуатации, тип и агрегатное состояние материала существенно расширяют перечень тепловых характеристик. К ним относят также нагревостойкость, температуру плавления и размягчения, теплостойкость, температуру вспышки паров жидкостей, холодостойкость и др.

Теплоемкость C (Дж / °С или Дж / К) — это отношение количества теплоты, сообщенной телу, к соответствующему повышению температуры. Удельная теплоемкость c (Дж / (кг · К)) — это отношение теплоемкости к единице массы материала.

Коэффициент теплопроводности λ (Вт / (м · К)) характеризует способность материала переносить теплоту от более нагретых частей материала к менее нагретым. Некоторые значения λ приведены в табл. 14.1.

Тепловое расширение материалов оценивают температурным коэффициентом линейного расширения или размера (ТКЛР), характеризующим относительное изменение геометрических размеров образца материала при изменении температуры на один градус Цельсия или один Кельвин (1/°С или 1/К):

$$\text{ТКЛР} = \alpha_p = \Delta l / (l \cdot \Delta T), \quad (14.4)$$

Таблица 14.1

Коэффициенты теплопроводности некоторых материалов

Материал	λ , Вт/(м · К)	Материал	λ , Вт/(м · К)
Воздух	0,05	Вода	0,58
Асбестоцемент	0,087	Фарфор	1,6
Битум	0,09	Графит	18
Бумага	0,1	Железо	68
Лакоткань	0,13	Латунь	109
Текстолит	0,25	Дюралюминий	172
Фторопласт	0,252	Алюминий	218
Гетинакс	0,35	Медь	406

где Δl — абсолютное изменение линейного размера образца материала, м; l — начальное значение линейного размера, изменившегося при изменении температуры, м; ΔT — изменение температуры, °C или K.

Изоляционные материалы, обладающие малыми значениями ТКЛР, имеют, как правило, более высокую нагревостойкость.

Нагревостойкость — это способность электроизоляционного материала длительно выдерживать предельно допустимую температуру без ухудшения его свойств. В зависимости от значений допустимых при эксплуатации температур диэлектрики различают по классам нагревостойкости (табл. 14.2).

В настоящее время вместо класса нагревостойкости все чаще употребляют понятие температурного индекса, соответствующего температуре (в градусах Цельсия), при которой срок службы материала равен 20 000 ч.

Температура плавления $T_{пл}$ и *температура размягчения* T_p определяются у материалов соответственно *кристаллического* и *аморфного* строения. При этом если температура $T_{пл}$ — строго фиксированная величина для каждого кристаллического материала, то T_p — несколько условная величина, зависящая от способа ее определения.

Теплостойкость позволяет оценить стойкость изоляционных материалов к кратковременному нагреву. Она зависит от способа ее определения и характеризуется температурой, при которой образцы начинают претерпевать либо опасную деформацию, либо существенно изменяют твердость.

Температура вспышки паров жидкостей — это температура, при которой пары и газы, образующиеся при постоянном нагревании заданного объема жидкости, вспыхивают (но продолжительно не горят) при соприкосновении их с открытым пламенем. Эта характеристика представляет особый интерес при оценке трансформаторного масла и растворителей для лаков.

Электротехнические материалы применяются в различных климатических условиях, например, в условиях длительного воздействия отрицательных температур или в жарком климате (тропиках). Поэтому важными характеристиками являются холодостойкость и тропикостойкость материалов.

Таблица 14.2

Классы нагревостойкости электроизоляционных материалов

Класс нагревостойкости	Предельно допустимая температура, °C	Класс нагревостойкости	Предельно допустимая температура, °C
Y	90	H	180
A	105	200	200
E	120	220	220
B	130	250	250
F	155	И т.д. через 25 °C	

Холодостойкость позволяет оценить способность материалов противостоять действию низких температур. При низких температурах электрические свойства диэлектриков, как правило, улучшаются, но механические ухудшаются, поэтому холодостойкость определяется на основе изучения механических характеристик.

Тропикостойкость определяется для электроизоляционных материалов, предназначенных для электрооборудования, работающего в условиях тропического климата. В таких сложных условиях на материал влияют следующие факторы: высокая температура воздуха (до 55 °С), резкое изменение ее в течение суток (на 40 °С и более), высокая (до 95 %) или низкая влажность воздуха, интенсивная солнечная радиация, плесневые грибки, наличие в воздухе пыли и песка, насекомые и т.п.

К физико-химическим характеристикам диэлектриков относят кислотное число и вязкость жидких материалов, водо- и влагопоглощение электрической изоляции, стойкость материалов к воздействию излучений высоких энергий.

Кислотное число — это количество миллиграммов едкого кали (KOH), необходимое для нейтрализации свободных кислот, содержащихся в 1 г жидкого диэлектрика. Чем выше кислотное число, тем больше свободных кислот в жидком диэлектрике, следовательно, тем выше проводимость диэлектрика, так как кислоты под действием электрического поля легко распадаются на ионы. Кроме того, кислоты могут более активно разрушать другие материалы, с которыми контактирует жидкий диэлектрик.

Вязкость представляет собой коэффициент внутреннего трения при относительно перемещении частиц жидкости, оценивающий ее текучесть. Чем больше вязкость, тем жидкость более густая, т.е. обладает плохой текучестью. Чем меньше вязкость, тем легче заполняются полости, глубже проникает жидкость в пропитываемые материалы. Различают динамическую, кинематическую и условную вязкость.

Динамическая вязкость η измеряется в системе СИ в паскалях-секундах (Па · с), а в системе СГС — в пуазах (1 Па · с = 10 П).

Кинематическая вязкость ν — это отношение динамической вязкости к плотности жидкости d : $\nu = \eta/d$. Она измеряется в системе СИ в метрах в квадрате на секунду (м²/с), а в системе СГС — в стоксах (1 м²/с = 10 Ст).

Значение условной вязкости жидкостей и единицы ее измерения зависят от способа определения (типа вискозиметра), когда фиксируется время истечения заданного объема жидкости через отверстие установленного диаметра. У всех жидкостей с ростом температуры вязкость уменьшается.

Для многих электроизоляционных материалов важными являются такие характеристики, как водо- и влагопоглощение, позволяющие оценить по количеству поглощенной за 24 ч воды или влаги (из воздуха) способность диэлектрика противостоять их воздействию. Водо- и влагопоглощение W , %, определяют по формуле $W = (G_1 - G_0) \cdot 100/G_0$, где

G_0 — исходная масса образца, г; G_1 — масса того же образца после 24-часовой выдержки, г.

В последнее время все чаще пользуются такой характеристикой, как стойкость материалов к воздействию излучений высокой энергии, или *радиационная стойкость*. Воздействие излучений может привести к разрушению структуры материала или к новым молекулярным образованиям, химическим реакциям. В частности, в полимерах все преобразования можно разделить на процессы деструкции (разрушение) и вулканизации (упрочнение). У материалов при этом меняются как механические, химические, так и электрические характеристики.

14.2. Проводниковые материалы

Все проводниковые материалы, применяемые в энергетике и электротехнике, можно подразделить на материалы *высокой проводимости* и материалы *высокого сопротивления*. К особой группе проводящих материалов относятся *сверхпроводники* и *криопроводники*. Краткие сведения о сверхпроводниках приводятся в гл. 16.

Материалы высокой проводимости имеют удельное сопротивление при комнатной температуре не более $0,05 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$. Они используются для проводов, токопроводящих жил кабелей, обмоток электрических машин и трансформаторов, контактов и т.п. В основном — это чистые металлы, хотя в настоящее время существуют синтетические материалы, имеющие электрическую проводимость не хуже, чем у ряда чистых металлов.

Наибольшее применение в энергетике и электротехнике нашли медь и алюминий (табл. 14.3).

Проводниковая медь — очищенный от примесей красновато-оранжевый металл, получаемый при переработке сульфидных руд. Достоинства меди — малое удельное сопротивление, высокая механическая прочность, вполне удовлетворительная стойкость к коррозии, хорошая технологичность, относительная легкость пайки и сварки. В качестве проводникового материала используется медь разной степени чистоты. Обычно из меди изготавливают проволоку круглого и прямоугольного сечения. При холодной протяжке получают «твердую» медь, которая

Таблица 14.3

Основные свойства проводников

Материал	Плотность, кг/м ³	Температура плавления $T_{\text{пл}}$, °C	Предел прочности, МПа	ρ , Ом · мм ² /м	λ , Вт/(м · К)	ТКЛР, 1/°C
Медь	8890—8910	1083	256—409	0,01724—0,018	394—400	$17 \cdot 10^{-6}$
Алюминий	2690—2703	657—660	75—180	0,0262—0,0295	209—210	$24 \cdot 10^{-6}$
Серебро	10 500	960,5	150—300	0,015—0,0162	418—422	$19 \cdot 10^{-6}$
Железо	7875	1538	250—300	0,099—0,105	71	$11 \cdot 10^{-6}$

имеет высокий предел прочности при растяжении, малое удлинение при разрыве, хорошую твердость и упругость при изгибе. Твердая медь применяется для контактных проводов, шин распределительных устройств, коллекторных пластин.

При отжиге меди получают «мягкую» медь, которая обладает пластичностью, большим удлинением при разрыве, имеет меньшую, чем твердая медь, твердость и небольшую прочность, и, что очень важно, более низкое удельное сопротивление. Этот тип меди применяется в основном в качестве токопроводящих жил кабелей и проводов.

Алюминий менее дефицитен, более доступен и дешевле, чем медь. Он является вторым по значению проводниковым материалом, поскольку обладает достаточно большой проводимостью и стойкостью к коррозии. Алюминий — это серебристо-белый металл, в 3,5 раза легче меди, отличающийся невысокими твердостью и другими механическими свойствами.

Поскольку сопротивление алюминиевого провода в 1,63 раза выше, чем медного таких же сечения и длины, то для получения провода с таким же сопротивлением, как у медного, необходимо в 1,63 раза увеличивать его сечение, а значит в 1,3 раза диаметр.

В настоящее время алюминий активно применяется в воздушных ЛЭП и в производстве кабельных изделий. Из алюминия изготавливают тонкую фольгу, мягкую, полутвердую и твердую проволоки, а также шины прямоугольного сечения. Алюминиевую фольгу применяют в силовых конденсаторах и вводах для выравнивания электрического поля, а также для различных экранов и замены свинца в защитных оболочках кабелей.

На воздухе алюминий очень быстро окисляется и покрывается тонкой пленкой оксида с большим электрическим сопротивлением. Пленка активно противостоит дальнейшему проникновению кислорода вглубь металла, но она создает большие переходные сопротивления в местах контактов и значительно затрудняет пайку алюминия обычными методами. Поэтому алюминиевые провода и токоведущие детали соединяют горячей или холодной сваркой, а также пайкой с применением специальных припоев и флюсов.

В качестве проводникового материала можно использовать и железо (сталь) (см. табл. 14.3). Это относительно дешевый и доступный материал, хотя и имеет значительно более высокое удельное сопротивление по сравнению с медью и алюминием (для чистого железа $\rho \approx 0,1 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$, а для стали еще выше). Для изготовления проводников используют мягкую сталь с содержанием углерода 0,10—0,15 %. Такие проводники работают на воздушных линиях при передаче небольших мощностей, а также в качестве шин, рельсов электрического транспорта. Применяется также сталеалюминевый провод, представляющий собой сердечник, свитый из стальных жил, и обвитый снаружи алюминиевой проволокой. Сердечник определяет в основном механическую прочность, а алюминий — проводимость.

В качестве проводниковых материалов для линий электрического транспорта, пластин коллекторов электрических машин, токоведущих пружин и других контактных деталей используют сплавы на основе меди с оловом, алюминием, бериллием и др. — так называемые бронзы. Уступая меди по электропроводности, бронзы превосходят ее по механической прочности, упругости, сопротивлению истиранию и коррозионной стойкости.

Ограниченное применение в качестве проводникового материала имеет серебро, которое относится к группе благородных металлов. Оно отличается наивысшей проводимостью, высокой пластичностью и стойкостью к окислению и часто наносится тонким слоем на ответственные контактные поверхности.

Проводниковые материалы высокого сопротивления (табл. 14.4) обладают относительно большим удельным сопротивлением и малым значением температурного коэффициента удельного сопротивления. Эти свойства позволяют создавать из них термостабильные резисторы и другие изделия, сопротивление которых не зависит от температуры. Основные представители такой группы материалов — сплавы меди с никелем — манганин и константан, содержащие в своем составе различное количество марганца.

Таблица 14.4

Состав и свойства проводниковых материалов высокого сопротивления и жаростойких сплавов

Материал	Плотность, кг/м ³	$T_{пл}$, °C	ρ , Ом · мм ² /м	Температурный коэффициент удельного сопротивления (ТКР), 1/°C · 10 ⁵	Состав, % по массе					
					Cu	Ni	Mn	Cr	Al	Fe
Манганин	8400	960	0,42—0,53	(1—6)	84—86	2—3	12—13	—	—	—
Константан	8900	1260	0,45—0,52	(1—6)	56—60	32—40	1—2	—	—	—
Нихром	8200—8400	1370—1420	1,04—1,17	(9—12)	—	55—80	—	15—23	—	Остальное
Фехрали и хромали	7190—7300	1450—1500	1,2—1,5	(5—15)	—	0,6	—	12—28	3,5—5,8	

К материалам высокого сопротивления могут быть отнесены и жаростойкие проводники, которые представляют собой сплавы на основе никеля, хрома, железа и некоторых других компонентов. Эти сплавы не окисляются при высоких температурах и применяются в нагревательных элементах, резисторах и реостатах.

Жаростойкие сплавы системы Fe — Ni — Cr называются нихромами, а сплавы системы Fe — Cr — Al — фехралями и хромалями. Все жаростойкие сплавы обладают высоким удельным сопротивлением и малыми значениями температурного коэффициента. Применяют их в виде лент и проволок. Нихромы более технологичны, имеют высокую рабочую температуру, но являются более дорогими. Фехрали и хромали немного дешевле нихромов, однако менее технологичны, более тверды и хрупки.

Чугуны и стали применяются в энергетике в элементах конструкций, в опорных и кабельных конструкциях, арматуре изоляторов, ограждениях, трубопроводах и др. Поэтому главными показателями их свойств являются механические характеристики, а также характеристики износостойкости, химической стойкости и т.п.

14.3. Электроизоляционные материалы

Электроизоляционные материалы — класс электротехнических материалов, предназначенных для электрической изоляции, являющейся неотъемлемой частью электрической цепи и необходимой для того, чтобы не пропускать ток по не предусмотренным электрической схемой путям. Они могут быть *газообразными, жидкими и твердыми*. По химическому составу эти материалы разделяют на *органические*, представляющие собой соединения углерода с водородом, азотом, кислородом и др. элементами; *элементоорганические*, в молекулы которых входят атомы кремния, магния, алюминия, железа и других элементов; *неорганические* — не содержащие в своем составе углерода.

Газообразные материалы широко применяются при изготовлении аппаратов высокого напряжения (выключатели, разрядники и т.п.), кроме того, воздух окружает большинство электротехнических установок, а на ЛЭП является основной изолирующей средой.

В состав воздуха входят пары воды и газы (по объему): азот 78 %, кислород 20,81 %, углекислый газ 0,03 %, аргон 0,9325 %, водород 0,01 %, неон 0,0018 %, а также гелий, криптон, ксенон, составляющие в сумме десятитысячные доли процента.

Оценивая свойства газообразных диэлектриков (табл. 14.5), следует отметить малую диэлектрическую проницаемость ϵ_r (при расчетах принимается равной 1), высокое удельное сопротивление ρ и особенно очень малое значение $\operatorname{tg} \delta$. Однако большинство газов при атмосферном давлении имеют невысокую электрическую прочность $E_{\text{пр}}$. Для ее повышения увеличивают давление газа. Для воздуха, например, до 2—3 МПа.

Таблица 14.5

Основные характеристики газообразных диэлектриков

Газ	Плотность при 0 °С и 0,1 МПа, кг/м ³	ϵ_r	$E_{пр}$, МВ/м	Температура кипения $T_{кип}$, °С	λ , Вт/(м · К)	Применение
Воздух	1,2929	1,00059	3	–194	0,0257	Выключатели
Азот	1,2506	1,00058	3	–195,8	0,0269	Измерительные конденсаторы, кабели
Водород	0,08988	1,00027	1,8	–252,8	0,175	Турбогенераторы
Элегаз	6,700	1,00191	7,8	–63,8	0,0146	Выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, кабели, измерительные конденсаторы, вводы
Аргон	1,78	1,00056	—	–185,5	0,0163	Газотроны, тиратроны, фотоэлементы
Хладон-12 (фреон)	0,54306	1,0006	7,4	–29,79	0,01046	Электрические аппараты

Достоинствами газообразных диэлектриков являются восстановление ими электрической прочности после пробоя и отсутствие старения. При одинаковых внешних условиях азот имеет практически одинаковую электрическую прочность $E_{пр}$ с воздухом, поэтому его можно применять вместо воздуха для заполнения газовых конденсаторов и для других целей. К тому же чистый азот не содержит кислорода, оказывающего окисляющее действие на соприкасающиеся с ним материалы. Повышенную электрическую прочность $E_{пр}$ имеют галогенсодержащие газы: гексафторид серы — элегаз, дихлордифторметан — хладон-12 (фреон), перфторированные углеводороды, имеющие общую формулу — C_xF_y .

Элегаз (сокращение от слов «электричество» и «газ») — шестифтористая сера SF_6 имеет электрическую прочность примерно в 2,9 раза выше, чем воздух. Газ нетоксичен, негорюч, химически инертен, не реагирует с Al, Cu, Ag и нержавеющей сталью, не разлагается под действием воды, кислот, щелочей, не имеет запаха и цвета. Рабочая температура его 150 °С. Элегаз применяется в смеси с азотом для заполнения устройств с большим объемом (высоковольтные вводы, кабели) или в установках, работающих при низких температурах.

Для электротехники интерес представляет *водород*, который улучшает охлаждение электрических машин, снижает потери мощности на трение ротора машины о газ и на вентиляцию, замедляет старение изоляции обмоток машины и устраняет опасность пожара при коротком замыкании внутри машины. Однако водородное охлаждение требует герметичности

машины, так как при его содержании от 4 до 74 % по объему в воздухе образуется взрывчатая смесь — гремучий газ.

Инертные газы (аргон, неон и др.), а также пары ртути и натрия могут использоваться для заполнения газоразрядных приборов. Из-за весьма низкой теплопроводности криптон и ксенон используют при производстве некоторых типов электрических ламп. В качестве низкотемпературного хладагента в устройствах со сверхпроводящими элементами применяют жидкий гелий, который обладает редкими свойствами: у него самая низкая температура сжижения по сравнению с другими газами (4,216 К), очень малая плотность, а диэлектрическая проницаемость того же порядка, что и у газов.

В качестве газообразного диэлектрика можно считать и вакуум — безгазовое пространство. Он обладает способностью гасить высоковольтную электрическую дугу, что используется при конструировании выключателей высокого напряжения, в которых имеет место восстановление вакуума после погасания дуги. При этом электрическая прочность вакуумного промежутка зависит от материала применяемых электродов. Вакуум используется в электрических аппаратах типа герконов и т.п.

Жидкие материалы используют для заполнения внутреннего пространства силовых трансформаторов, реакторов, кабелей, масляных выключателей, конденсаторов и др. Они хорошо пропитывают пористую изоляцию, картоны, бумаги, существенно повышая при этом электрическую прочность изоляции и улучшая теплоотвод. Поэтому к жидким электроизоляционным материалам предъявляются требования не только по изоляционным свойствам. Им должны быть присущи: высокая теплопроводность, стойкость к окислению, совместимость с твердыми материалами, пожаробезопасность, экологическая безопасность, определенная вязкость и т.п.

Наиболее широкое применение получили *нефтяные электроизоляционные масла*, являющиеся смесью различных углеводородов. Достоинствами нефтяных масел являются хорошие изолирующие свойства, доступность, дешевизна и достаточная химическая стойкость, а недостатками — малый интервал рабочих температур, пожаро- и взрывоопасность, а также плохая холодостойкость.

Чаще всего применяется *трансформаторное масло* — жидкость от почти бесцветной до темно-желтого цвета. Различные сорта масла отличаются способом получения, очистки и месторождением нефти.

Конденсаторное масло служит для пропитки изоляции конденсаторов, в основном силовых, косинусных. Оно отличается более глубокой очисткой и меньшими диэлектрическими потерями.

Кабельное масло применяется в маслonaполненных силовых электрических кабелях и для пропитки бумажной изоляции, усиливая ее электрическую прочность и способствуя отводу теплоты.

С целью преодоления части недостатков нефтяных масел были разработаны и применяются синтетические жидкие диэлектрики.

Таблица 14.6

Основные свойства электроизоляционных жидкостей

Жидкость	Плотность, кг/м ³	Вязкость, м ² /с (20 °С)	$E_{пр}$, МВ/м	tg δ	ρ , Ом · м	ϵ_r	Температура вспышки паров $T_{всп}$, °С	Применение
<i>Нефтяные</i>								
Трансформаторное масло	883,2—895	17,6—30	15—20	$(0,5-2) \cdot 10^{-3}$	$10^{12}-10^{13}$	2,1—2,4	135—150	Трансформаторы, вводы
Конденсаторное масло	800—901	30—37	20	$(3-5) \cdot 10^{-3}$	10^{12}	2,1—2,3	160—162	Конденсаторы
Кабельное масло	837—900	25—800	15—22	$(3-5) \cdot 10^{-3}$	$10^{10}-10^{13}$	2,1—2,3	135—225	Кабели (маслонаполненные и с бумажно-масляной изоляцией)
<i>Синтетические</i>								
Полиэтилсилоксановые жидкости	960	15—140	18—45	$(2-3) \cdot 10^{-4}$	$10^{11}-3 \cdot 10^{13}$	2,4—2,5	125—150	Импульсные трансформаторы, конденсаторы
Полиметилсилоксановые жидкости	942—974	18—50	15—35	$2 \cdot 10^{-4}$	$2 \cdot 10^{12}$	2,6—2,7	172—220	Трансформаторы, конденсаторы
Полихлор(фтор)-, органосилоксановые жидкости	1080—1145	18—550	—	$(1-200) \cdot 10^{-4}$	$(4-50) \cdot 10^{10}$	5,4—5,8	200—320	То же
Совол, совтолы	1510—1560	115—650	14—22	$(5-6) \cdot 10^{-3}$	$10^{11}-10^{13}$	4,5—5,2	200	Конденсаторы, трансформаторы

Хлорированные углеводороды получают из различных углеводородов, замещая атомы водорода атомами хлора. В середине прошлого века наиболее широкое применение получили продукты хлорирования дифенила (соволы, совтолы и т.п.), имеющие хорошие эксплуатационные свойства. Однако токсичность подобных материалов привела к запрещению хлорированных дифенилов практически повсеместно (в Японии и США с 1979 г., в других странах несколько позже).

К жидким диэлектрикам относят также *кремнийорганические жидкости* (полиметилсилоксановые, полиэтилсилоксановые, полифенилсилоксановые и др.), которые имеют малый $\operatorname{tg} \delta$, высокое удельное электрическое сопротивление ρ и электрическую прочность $E_{\text{пр}}$. Эти жидкости обладают повышенной нагревостойкостью (рабочая температура может достигать 350 °С). Но они существенно дороже упоминавшихся выше, более гигроскопичны, имеют низкую смазочную способность и недостаточную дугостойкость.

К дорогим жидкостям относятся и *фторорганические жидкости*, имеющие ничтожно малую гигроскопичность, высокие нагревостойкость и химическую стойкость, малую вязкость, дугостойкость. Но они легколетучи и требуют герметизации, поэтому применение ограничивается устройствами и аппаратами, имеющими герметичный корпус.

Выпускаются и синтетические электроизоляционные жидкости углеводородного состава (как нефтяные масла). Одним из таких отечественных сравнительно дешевых материалов является смесь полимеров изобутилена и его изомеров, называемая *октолом*. Эти жидкости имеют достаточно хорошие изоляционные свойства, стойкость к тепловому старению и газостойкость. Применяются в основном в высоковольтных конденсаторах.

К важным электроизоляционным жидкостям следует отнести еще один природный диэлектрик — касторовое масло, которое получают из семян клещевины и применяют в основном в импульсных силовых конденсаторах. Касторовое масло практически не окисляется на воздухе и относится к невысыхающим маслам.

Свойства электроизоляционных жидкостей приведены в табл. 14.6.

Твердые электроизоляционные материалы принято классифицировать на органические и неорганические.

Твердые органические изоляционные материалы чаще всего являются естественными (природными) и искусственными высокополимерными диэлектриками, имеющими линейную или разветвленную молекулярную структуру, а также кристаллическое, аморфное либо смешанное строение (табл. 14.7).

Наиболее простым распространенным твердым полимером является *полиэтилен*, который получают из газа этилена. В зависимости от способа получения различают полиэтилен низкого (ПЭНД), высокого (ПЭВД) и среднего (ПЭСД) давления. Полиэтилены НД и СД по сравнению с ПЭВД имеют большую плотность, повышенную механическую проч-

Таблица 14.7

Основные свойства электроизоляционных полимеров

Наименование	Плотность, кг/м ³	λ , Вт/(м · К)	E_{np} , МВ/м	$\operatorname{tg} \delta$	ρ , Ом · м	ε_r	Холодостойкость, °С
Полиэтилен	920—960	0,33—0,52	45—55	$(2-4) \cdot 10^{-4}$	$10^{13}-10^{15}$	2,2—2,4	От -50 до -70
Поливинилхлорид	1200—1600	0,1—0,17	6—35	$(1-10) \cdot 10^{-2}$	$10^{10}-10^{12}$	3,2—8	От -25 до -60
Полиуретан	1170—1200	0,313	20—25	$(8-12) \cdot 10^{-3}$	$10^{12}-10^{13}$	3—4,6	-35
Капрон	1130—1160	0,14—0,18	20	$(1,2-2,7) \cdot 10^{-2}$	$10^{11}-10^{12}$	3,6—5,2	-25
Лавсан	1300—1400	0,42	80—120	$(2-6) \cdot 10^{-2}$	$10^{12}-10^{13}$	3,0—3,5	От -55 до -60
Фторопласт-4	2100—2240	0,252	35—50	$(1-3) \cdot 10^{-4}$	$10^{16}-10^{18}$	1,9—2,2	От -195 до -200
Полиимид	1280—1480	0,15	22—30	$(1,2-3) \cdot 10^{-3}$	$10^{15}-10^{16}$	3,5	-190
Резина			20—45	$(8-10) \cdot 10^{-3}$	$10^{11}-10^{12}$	3,5—4,5	-50
Полиорганосилоксаны	1600—1750	0,08	30—55	$(3-50) \cdot 10^{-4}$	$10^{14}-10^{15}$	2,6—3,5	-60

ность и жесткость, но менее устойчивы к тепловому старению. Электрические характеристики полиэтилена НД несколько ниже, чем у других полиэтиленов, из-за загрязнений его остатками катализаторов, используемых при полимеризации. Все полиэтилены — термопластичные материалы, химически стойки (особенно на холоде), обладают водоотталкивающими свойствами, гибкостью, стойкостью к растворителям (до температур 100—120 °С), прозрачны.

Недостатками полиэтиленов являются невысокая нагревостойкость, ускоренная деструкция под действием ультрафиолетовых лучей, растрескивание при повышенных механических нагрузках.

Полиэтилен применяют для изоляции проводов и кабелей, при изготовлении изоляционных шлангов, трубок, липких лент. Из полиэтиленов СД и НД изготавливают каркасы катушек, платы. Низкомолекулярный полиэтилен служит для повышения электрической прочности и герметичности кабельных муфт в качестве заливочного состава.

Для повышения нагревостойкости полиэтилен подвергают обработке, чтобы придать ему пространственную структуру (так называемый «сшитый полиэтилен»). Такой полиэтилен имеет нагревостойкость до 105 °С, а при кратковременном нагреве до 200 °С, обладает механической прочностью около 1 МПа, достаточной для сохранения формы изделия, если оно не подвергается внешним механическим воздействиям. Кроме того, у него повышается стойкость к растворителям и действию активных сред.

Из газообразного мономера винилхлорида в процессе полимеризации получают твердый белый продукт — *поливинилхлорид* (ПВХ), имеющий, как и полиэтилен, линейную структуру.

Он также является термопластичным материалом и выпускается двух модификаций: винипласт (твердый, жесткий) — в виде листов, пластин, труб, стержней и поливинилхлоридный пластикат (гибкий) — рулонный эластичный материал.

Винипласт стоек к действию растворителей, обладает высокой механической прочностью, поддается различным видам механической обработки, легко окрашивается. Недостатками его являются малая холодоустойчивость и относительно низкая теплостойкость. Из него изготавливают корпуса аккумуляторов, трубки для электрических разрядников, изоляционные стержни, монтажные трубки.

Поливинилхлоридный пластикат широко применяют в качестве основной изоляции монтажных проводов, для изготовления защитных оболочек кабелей, гибких изоляционных трубок и липкой изоляционной ленты.

При замене в этилене двух атомов водорода на группы CH_3 получается мономер изобутилен, который полимеризуется в *полиизобутилен* и имеет линейное строение. Это высокомолекулярное каучукоподобное вещество, обладающее значительной липкостью и высокой холодоустойчивостью, сохраняя эластичность при температуре -80 °С. По химической стойкости он близок к полиэтилену. Для увеличения твердости полиизобути-

лен смешивают с другими полимерами или вводят в него наполнители. Жидкий полиизобутилен применяют в качестве пропиточных масс в кабельной технике, для склеивания фторопласта-4, а также как антикоррозийный материал.

Полиуретаны — линейные полимеры, в цепочках молекул которых между углеводородными остатками располагаются уретановые группы ($-\text{CO}_2\text{NH}-$). В определенных условиях эти полимеры могут образовывать молекулы пространственной структуры. Они имеют достаточно высокую стойкость к действию воды, окислителей, масел, атмосферы.

Полиуретан представляет собой непрозрачный термопластичный или термореактивный материал, используемый для изготовления пенопластов и лаков, эмалей проводов и литых кабельных муфт. Преимуществом полиуретановых эмалированных проводов является возможность их лужения без предварительной зачистки эмалевой изоляции (простое погружение конца провода в расплавленный припой), что очень удобно при монтаже, а недостатком — склонность к размягчению эмалевой пленки при повышенных температурах (начиная примерно со $150\text{ }^{\circ}\text{C}$).

В результате полимеризации капролактама получается еще один синтетический полимер — *поликапролактан* (в СССР — капрон, в других странах — силон, дедерон и др.).

Капрон содержит кристаллическую и аморфную фазы, но имеет хорошо выраженную температуру плавления ($215\text{ }^{\circ}\text{C}$). Он обладает высокой механической прочностью и эластичностью, стоек к истиранию, растворим лишь в ограниченном числе растворителей, устойчив против плесневых грибов, однако, имеет невысокую свето- и водостойкость, малую радиационную стойкость, легко деформируется при повышенных температурах.

Капрон используется в качестве изоляции обмоточных и некоторых типов монтажных проводов, а также в качестве основы электроизоляционных лакированных тканей. Широкое применение капрон получил в производстве электромонтажных и конструкционных трущихся деталей, отличающихся малой массой.

В электроэнергетике большое применение нашли и другие полимеры (резольные, новолачные, полиэфирные, эпоксидные смолы).

Эпоксидные смолы являются термопластичными материалами, которые довольно легко растворяются в ацетоне и других растворителях, могут длительно храниться без изменения свойств. Это высоковязкие жидкости или твердые вещества желтого или светло-коричневого цвета. После добавления к смолам отвердителей они отверждаются, приобретают пространственное строение. Эпоксидные смолы могут равномерно отверждаться в весьма толстом слое, образуя при этом монолитную, водонепроницаемую, термореактивную изоляцию.

В качестве *отвердителей* применяют различные амины (полиэтиленполиамин ПЭПА, диэтилентриамин ДЭТА и др.), полиамиды, ангидриды

малеиновой и фталевой кислот, полиэфир, комплексные соединения трехфтористого бора и третичного амина. В зависимости от типа отвердителя изменяются температура и скорость отверждения: от -5 до $+200$ °C и от 4 ч до нескольких суток.

Достоинствами эпоксидных смол являются сравнительно малая усадка при их отверждении (0,5—2 %), способствующая получению монолитной изоляции, а также высокая адгезия к различным пластическим массам, стеклам, керамике, металлам и другим материалам. Отвержденные эпоксидные смолы стойки к действию хлора, кислот, обладают довольно высокой нагревостойкостью, благодаря чему в ряде случаев могут заменять другие нагревостойкие смолы, более дорогие и имеющие невысокую механическую прочность.

Эпоксидные смолы применяют для изготовления клеев, лаков, заливающих компаундов, кабельных концевых заделок, соединительных и концевых муфт, герметиков, конструкционных деталей (например, распорные звездочки в кабельных муфтах).

Многие эпоксидные смолы бывают токсичными, оказывают нежелательное воздействие на организм человека, вызывая, например, кожные заболевания. Поэтому при работе с ними принимают соответствующие меры по охране труда. Отвержденные эпоксидные смолы нетоксичны.

Для уменьшения хрупкости, повышения стойкости к тепловым ударам, увеличения эластичности отливок и снижения коэффициента линейного расширения эпоксидных компаундов в смолу вводят пластификаторы.

В качестве наполнителя вводят молотый кварц КП-2 или КП-3, который уменьшает ТКЛР, снижает саморазогрев смолы (компаунда) при отверждении, уменьшает усадку, улучшает теплопроводность и механические характеристики, снижает горючесть, значительно удешевляет изоляцию.

При поликонденсации гликоля и терефталевой кислоты образуется термопластичный высокополимерный материал — *полиэтилентерефталат* (в СССР — лавсан, в США — майлар, дакрон, в Великобритании — терилен и т.п.), который имеет линейную структуру и относится к полиэфирам. Он представляет собой прозрачный, гибкий, прочный диэлектрик кристаллического или аморфного строения. Лавсан чаще всего изготавливают в виде пленок, которые стойки к растворителям, плесневым грибкам, влаге, имеют рабочую температуру $T_{\text{раб}} = 200$ °C.

Лавсан используется для изготовления синтетических волокон (заменяет кабельный шелк), гибких пленок (конденсаторных и изоляционных) эмалированных проводов с изоляцией, обладающей высокой механической прочностью.

При довольно большой электрической прочности лавсановые пленки нестойки к электрической короне, поэтому их применение ограничивается электрооборудованием низкого напряжения. При длительной работе в трансформаторном масле при 110 — 120 °C повышается хрупкость пленок.

К этому же виду полимеров (конденсационных) относятся полистирол, фенолформальдегидная, крезолоформальдегидная, фенолкрезолформальдегидная, аминокформальдегидная, глифталевая смолы, поликарбонаты и полиамиды.

Рассмотренные ранее высокополимерные материалы могут длительно эксплуатироваться при температурах до 120 °С. При более высоких температурах у них происходит ухудшение изоляционных свойств и даже разрушение. Существуют органические высокополимерные материалы, рабочие температуры которых значительно выше.

Прежде всего это элементоорганические соединения, среди которых наиболее важную роль играет *кремнийорганика* (кремнийорганические смолы, полиорганосилоксаны, силиконы). В состав этих материалов, кроме характерного для всех органических полимеров углерода, входит кремний (Si), являющийся одной из важнейших составных частей многих неорганических материалов: слюды, асбеста, стекол, керамики и др. Эти материалы могут быть термопластичными и иметь линейное строение или термореактивными и иметь пространственную структуру.

В зависимости от числа и вида радикалов в молекуле соединений могут быть получены жидкие, каучукоподобные и твердые материалы. Электроизоляционные характеристики кремнийорганических соединений остаются высокими при повышенных температурах. Такие соединения представляют собой либо бесцветные вещества, либо вещества, имеющие цвет от бледно-желтого до коричневого. У них высокие нагревостойкость (рабочая температура 180 °С) и холодостойкость (–60 °С и ниже). Материалы отличаются химической стойкостью, стойкостью к действию минеральных масел, электрических разрядов и тропикостойкостью. Покрытия из кремнийорганики обладают водоотталкивающими свойствами.

Недостатками кремнийорганических диэлектриков являются их относительная дороговизна, низкая механическая прочность и плохая адгезия к большинству других материалов.

Эти полимеры применяют в качестве лаков, компаундов для склеивания слюды и стекловолокна, в виде миканитов и стеклотканей.

Высокой нагревостойкостью обладает и другая группа полимеров — *фторорганические смолы*. В первую очередь — это *политетрафторэтилен*, получающийся в процессе полимеризации тетрафторэтилена и имеющий линейную структуру. Этот материал в России называют *фторопласт-4* (цифра указывает на число атомов фтора F в молекуле мономера), в США — тефлон, в других странах — дайфлон и т.п.

Фторопласт-4 — негорючий, жирный на ощупь, белый или сероватый материал, обладающий необычайно высокой для органического вещества нагревостойкостью (около 250 °С). Он исключительно химически стоек (на него не действуют соляная, серная, азотная и плавиковая кислоты, щелочи), практически негигроскопичен, не смачивается водой и другими жидкостями, холодостоек (–269 °С). Однако он сравнительно мягок и обладает склонностью к хладотеку.

По электроизоляционным свойствам фторопласт-4 принадлежит к лучшим из известных диэлектриков. Кроме того, все свои основные свойства материал сохраняет в очень широком диапазоне частот и температур, технологичен, подвергается любой механической обработке.

Фторопласт-4 применяют для изготовления различных фасонных изделий, листов, гибких пленок, в изоляции кабельных изделий. Широкому использованию материала препятствуют высокая стоимость и сложность технологии его получения, практически полное отсутствие адгезионных свойств, малая радиационная и короностойкость. Кроме того, при температурах выше 400 °С он начинает разлагаться с выделением ядовитого газообразного фтора.

Разновидностями этого диэлектрика в нашей стране являются фторопласт-4Д, фторопласт-40 и другие, отличающиеся меньшей молекулярной массой, более широкими возможностями переработки в изделия, но имеющие практически такие же физико-химические, механические и электрические характеристики, что и фторопласт-4.

Близкий по своим характеристикам к фторопласту-4, но значительно технологичнее последнего в переработке *политрифторхлорэтилен* или *фторопласт-3* (фторлон-3), также имеет линейную структуру. По нагревостойкости (около 130 °С) он уступает фторопласту-4. Фторопласт-3 является полярным диэлектриком. Температура его разложения выше 300 °С. Он обладает высокой химической стойкостью, не горит, при температурах выше 100 °С растворяется в ароматических углеводородах. Фторопласт-3 служит для изготовления лаков и пленок.

К числу наиболее стойких к нагреву органических полимеров относятся *полиимиды*. Они могут длительно использоваться при рабочей температуре 200—250 °С, кратковременной — до 500 °С, а их пленки не плавятся и не размягчаются до 800 °С. Изделия на основе полиимидов применяют при температурах до –155 °С и ниже, а пленки длительно выдерживают температуру –190 °С, не разрушаясь. Полиимиды являются химически стойкими диэлектриками, они не растворяются в большинстве органических растворителей, на них не действуют разбавленные кислоты, минеральные масла и вода, обладают высокой радиационной стойкостью.

Полиимиды применяют в качестве эмаль-лаков для эмалирования обмоточных проводов, а также в качестве пазовой изоляции в электрических машинах. На основе термопластичных полиимидов изготавливают различные пластмассовые изделия электроизоляционного и конструкционного назначения. В конденсаторах и кабелях используются полиимидные пленки.

Недостатками полиимидных пленок являются их плохая стойкость к щелочам, концентрированным кислотам и перегретому пару, относительно большая влагопроницаемость, достаточно высокая стоимость.

В различных отраслях электроэнергетики и электротехнике применяют *эластомеры* — полимеры, обладающие при нормальных температурах высокоэластичными свойствами, т.е. способные удлиняться

(до сотен процентов) в результате обратимой деформации растяжения. К таким материалам относят различные резины, получаемые на основе натуральных и синтетических каучуков и имеющие высокую водостойкость и газонепроницаемость, а также хорошие электроизоляционные характеристики.

Основным компонентом всех резин является каучук — полимер, обладающий двойными химическими связями, способными к частичному разрыву и соединению молекул каучука друг с другом в процессе вулканизации.

Натуральный каучук получают из особых растений — каучуконосов, содержащих каучук в млечном соке (латексе). По химическому составу он представляет собой полимерный углеводород. Из-за малой стойкости к действию повышенных и пониженных температур, а также растворителей натуральный каучук в чистом виде не применяется, хотя имеет хорошие изоляционные свойства. Для устранения этих недостатков каучук подвергают вулканизации, в результате которой образуется пространственная структура.

Сырьем для получения *синтетического каучука* служат спирт, нефть и природный газ. Существует несколько видов синтетического каучука: бутадиеновый, бутадиен-стирольный, бутилкаучук, хлоропреновый каучук (называвшийся в СССР — наирит, а за рубежом — неопрен), бутадиен-нитрилакрильный, а также кремнийорганические каучуки и др.

Вулканизацию синтетических каучуков проводят с добавлением серы или тиурама. В то же время бутадиеновый каучук может полимеризоваться без добавления вулканизирующих веществ, переходя в *эскапон*, по механическим свойствам приближающийся к эбониту, но более нагревостойкий и мало подверженный действию кислот и органических растворителей.

Название «эскапон» происходит от первых букв слов «синтетический» — «эс», «каучук» — «ка» и фамилии изобретателя материала Л.Т. Пономарева — «пон». Это твердый роговидный материал желтого цвета, поддающийся всем видам механической обработки. На его основе изготавливают лаки, лакоткани, компаунды, используемые для изоляции, работающей на высоких частотах.

В вулканизированные смеси, называемые *резинами*, входят также наполнители, повышающие механическую прочность и удешевляющие материал, мягчители и противостарители. Иногда добавляются красители.

Недостатками резины как электроизоляционного материала являются низкая нагревостойкость, малая стойкость к действию неполярных жидкостей (бензин, бензол), света и озона.

Резину широко применяют для изоляции установочных и монтажных проводов, гибких переносных проводов и кабелей, а также для изготовления электроизоляционных лент, защитных перчаток, калош, ковриков, изоляционных трубок, рукавов, шлангов, а специальные резины — для масло- и бензостойких уплотнительных прокладок и т.п.

Большое значение в электротехнике имеют *лаки* и *эмали*, т.е. материалы, которые в процессе изготовления изоляции переходят из жидкого состояния в твердое.

Лаки представляют собой коллоидные растворы пленкообразующих веществ (смол, битумов, масел, эфиров, целлюлозы или их композиций) в органических летучих растворителях. В состав некоторых лаков входят пластификаторы и сиккативы (вещества, ускоряющие высыхание лаков, масел, красок). При сушке лака растворитель улетучивается, а лаковая основа переходит в твердую пленку.

Лаки разделяют по назначению, технологии и типу пленкообразующего вещества.

По назначению различают лаки пропиточные, покровные и клеящие.

Пропиточные лаки служат для пропитки пористой (волокнуистой) изоляции, при этом повышаются ее механическая прочность, теплопроводность и влагостойкость.

Покровные лаки применяют для создания на поверхности твердой изоляции прочного, гладкого, химически- и влагостойкого покрытия. При этом повышаются удельное поверхностное сопротивление и напряжение поверхностного разряда по изоляции, уменьшается ее загрязнение.

Если покровные лаки нанесены непосредственно на металл, проводник, образуя на его поверхности электроизоляционный слой, их называют эмаль-лаками.

Клеящие лаки используют для склеивания электроизоляционных материалов, подклейки тонких изоляционных материалов (бумаги, картона, слюды) к металлическим поверхностям.

По технологии (способу сушки) лаки могут быть горячей (температура выше 70 °С) и холодной (воздушной) сушки. Лаки горячей сушки обладают более высокими механическими и электрическими характеристиками, чем лаки холодной сушки.

По типу пленкообразующего вещества лаки разделяют на несколько групп: смоляные (бакелитовые, глифталевые, поливинилхлоридные, кремнийорганические, полиэфирные, шеллачные), целлюлозные, масляные, черные (битумные, масляно-битумные) и масляно-смоляные.

Смоляные лаки — это растворы синтетических, искусственных или природных смол.

Целлюлозные лаки — растворы эфиров целлюлозы. Особое значение имеют нитроцеллюлозные лаки (нитролаки), пленки которых механически прочны, отличаются блеском, хорошо сопротивляются действию масел, воды, воздуха.

Основу *масляных лаков* составляют высыхающие масла, а в качестве растворителей используют керосин или бензин. Иногда их употребляют без растворителей.

В состав *черных лаков* входят битумы, которые определяют цвет лака и пленки. По сравнению с масляными лаками они более доступны,

дешевы, более водостойки, имеют достаточную химическую инертность, однако, менее эластичны, практически немаслостойки, легко растворяются и размягчаются при нагревании. Для частичного улучшения битумных лаков используют добавки высыхающих масел — льняного и тунгового.

Масляно-смоляные лаки — это лаки на основе природных или синтетических смол, которые по сравнению с масляными могут иметь повышенную эластичность, нагревостойкость, клеящую способность, а по сравнению со смоляными — пониженную гигроскопичность.

Эмали — это лаки, в которые входят пигменты, т.е. тонко измельченные неорганические вещества, придающие пленкам определенную окраску. В качестве пигментов применяют преимущественно оксиды металлов (цинка ZnO , титана TiO_2), а также железный сурик, литопон (смесь сернистого цинка с серноокислым барием) и др. Электроизоляционные эмали являются покровными материалами.

При введении пигментов повышается стойкость эмалей к действию растворителей, масла, электрических разрядов по поверхности, нагревостойкость, а также улучшаются механическая прочность и адгезия пленки к поверхности, увеличивается ее твердость. Основой многих эмалей являются масляно-глифталевые, эпоксидные и кремнийорганические лаки.

Эмали используют для организации защитного покрытия и окраски поверхностей, панелей и корпусов электрооборудования, магистралей заземления, ошиновки распределительных щитов и устройств, изоляции жил кабелей и т.п.

Существуют твердеющие электроизоляционные составы, которые в момент изготовления являются жидкими, а затем превращаются в монолитные диэлектрики — **компаунды**. В отличие от лаков в них отсутствуют растворители. Основой компаундов могут быть различные смолы, битумы, воск, масла.

По назначению компаунды разделяют в основном на пропиточные и заливочные, но иногда в классификации используют и «обмазочные».

Пропиточные компаунды применяют для пропитки обмоток электрических машин и аппаратов с целью цементации витков обмотки и защиты их от влаги, а также для пропитки бумажной изоляции силовых кабелей.

Заливочные компаунды служат для заполнения полостей в кабельных муфтах и воронках, промежутков между различными деталями в электрических машинах и аппаратах, а также для получения относительно толстого покрытия на различных деталях, узлах и блоках. При их использовании повышаются электрическая прочность и герметичность конструкций.

Обмазочные компаунды применяют для обмазки лобовых частей обмоток электрических машин.

В зависимости от материала компаунды бывают термопластичные и термореактивные. К термопластичным относятся компаунды на основе

битумов, воскообразных диэлектриков (парафин, церезин), термопластичных полимеров (полистирол).

В последнее время широкое применение получили термореактивные компаунды, обладающие более высокой нагревостойкостью. Они готовятся на основе эпоксидных, кремнийорганических и полиэфирных смол. Эпоксидные компаунды имеют меньшую усадку, чем полиэфирные, обладают хорошей клеящей способностью, водостойки, стойки к грибковой плесени. Эпоксидные компаунды используют для изготовления кабельной арматуры и ее последующего заполнения.

При использовании компаундов следует помнить, что во избежание дефектов или разрушения составы нельзя недогревать или перегревать. Так, в битумных компаундах образуются раковины, воздушные включения или трещины, а в канифольных происходит кристаллизация, сопровождающаяся распадом на отдельные составные части (канифоль и масло).

Свойства некоторых электроизоляционных лаков, эмалей и компаундов представлены в табл. 14.8.

Таблица 14.8

Характеристики электроизоляционных лаков, эмалей и компаундов

Основа	Марка	Цвет	ρ , Ом · м	$E_{пр}$, МВ/м	Режим сушки/отверждения	Применение
<i>Лаки:</i>						
масляно-битумный	БТ-988	—	10^{12} — 10^{13}	55	Горячая	Пропиточный и покровный
порлиэфирный	ПЭ-936	—	10^{11}	70	Горячая	Клеящий и пропиточный
глифталевый	МЛ-92	—	10^{12} — 10^{13}	65—70	Горячая	Пропиточный и покровный
<i>Эмали:</i>						
эпоксидная	ЭП-91	Зеленый	10^{12} — 10^{13}	50—70	Горячая	Электрические машины и аппараты
кремний-органическая	КО-936	Розовый	10^{11} — 10^{12}	40—50	Горячая	Электрические машины и аппараты
перхлорвиниловая	ПХВ-23	Серый	10^8 — 10^{10}	25—40	Холодная	Защитная эмаль
<i>Компаунды:</i>						
полиуретан	ВИЛАД13-1	—	10^{13}	35	Горячее	Заливочный
битумы	МБ-70	—	10^9 — 10^{10}	15—18	Не отверждается	Заливочный
эпоксидно-полиэфирный	К-115	—	10^{12}	20	Горячее	Пропиточный и заливочный

Электроизоляционные бумаги и картоны относятся к достаточно распространенному виду материалов — волокнистых. Достоинствами таких материалов являются дешевизна, доступность, достаточная механическая прочность, гибкость, технологичность, а их недостатками — невысокая электрическая прочность (из-за отсутствия сплошности структуры) и гигроскопичность (удельное сопротивление бумаги с влажностью 3 % примерно в 10^6 раз меньше удельного сопротивления абсолютно сухой бумаги).

Бумага и картон — это материалы растительного происхождения, в основе которых лежит древесная целлюлоза. Она представляет собой полярное высокомолекулярное соединение, перерабатываемое в электроизоляционную бумагу при варке древесины в растворах, содержащих едкий натр NaOH.

Электроизоляционные бумаги делятся на кабельные, конденсаторные, пропиточные, намоточные, микалентные, крепированные.

Кабельная бумага составляет основную изоляцию кабелей высокого напряжения. После намотки бумагу пропитывают изоляционным маслом. Все обозначения кабельных бумаг начинают с буквы К (кабельная) — К, КМ, КВ, КВУ, КВМ, КВМУ, где буквы М, В и У означают соответственно многослойная, высоковольтная, уплотненная. Некоторые кабельные бумаги служат для намотки изоляционных остовов высоковольтных вводов.

Конденсаторная бумага используется в качестве основного диэлектрика в бумажных конденсаторах, где ее также пропитывают жидким диэлектриком. Эта бумага выпускается в рулонах и бывает следующих видов: КОН — конденсаторная среднего качества, МКОН — с уменьшенными диэлектрическими потерями (в том числе с пониженной плотностью 800 кг/м^3), СКОН и ЭМКОН — с повышенной прочностью и малым числом токопроводящих включений.

Пропиточная бумага марки ЭИП предназначена для изготовления гетинакса.

Намоточная бумага (ЭН) применяется для изготовления электроизоляционных намотанных изделий: цилиндров и изоляционных трубок для трансформаторов, электрических аппаратов и проходных изоляторов. Эта бумага может быть покрыта с одной стороны электроизоляционным лаком.

В качестве подложки для микаленты используют *микалентную бумагу*, на которую наклеивают листочки слюды. Такая бумага обеспечивает гибкость микаленты, повышает ее механическую прочность. Для изготовления микалентной бумаги применяют длиноволокнистый хлопок, причем волокна ориентированы преимущественно в направлении длины полотна бумаги.

Крепированная бумага, имеющая на поверхности креп (гофрировку), нанесенный поперек ее полотна, используется для изолирования отводов и мест соединений в обмотках трансформаторов и других маслонаполненных электрических устройств, а также при изготовлении остовов вводов.

Таблица 14.9

Электроизоляционные бумаги и картоны

Наименование	Номинальная толщина	Плотность, кг/м ³	tg δ	E _{пр} , МВ/м
Конденсаторная бумага	4—30 мкм	750—1340	$(1,2—3,2) \cdot 10^{-4}$	20—52
Кабельная бумага	80—170 мкм	520—1150	$(1,9—2,6) \cdot 10^{-4}$	
Трансформаторная бумага	80—120 мкм	720—1150	—	6,7—9,0
Электрокартон для работы в воздухе	0,1—3,0 мм	950—1250	—	8—13
Электрокартон для работы в жидкости	1,0—6,0 мм	880—1200	$(1—6) \cdot 10^{-2}$	10—12

Применение крепированной бумаги взамен дорогостоящих маслостойких лакотканей дает большой экономический эффект без снижения электрической прочности изоляции выводов.

Электроизоляционные картоны отличаются от бумаг в основном толщиной, поскольку технология их получения одинакова.

Картоны изготавливают из древесной или хлопковой целлюлозы и выпускают двух типов: воздушные (более твердые и упругие) для работы на воздухе — прокладки для пазов электрических машин, каркасы катушек, шайбы и масляные (более рыхлой структуры и мягкие) для работы в жидкости, в основном в трансформаторном масле.

Свойства электроизоляционных бумаг и картонов представлены в табл. 14.9.

Лакоткани представляют собой гибкие рулонные материалы, тканевая основа которых пропитана электроизоляционным лаком. В этом случае ткань обеспечивает достаточно высокую механическую прочность, а лак — электрическую. В качестве тканевой основы применяют: хлопчатобумажную (перкаль), капроновую (эксцельсиор), шелковую, а также стеклоткань. Шелковые ткани по сравнению с хлопчатобумажными дороже, но зато тоньше, прочнее и обладают повышенными электрическими свойствами. Эти два вида лакотканей, так же как и капроновая, относятся к числу материалов класса нагревостойкости А; использование стеклотканей может повысить класс нагревостойкости до Н.

По роду пропитывающего лака наиболее распространенные лакоткани подразделяют на светлые (желтые) — на масляных лаках и черные — на масляно-битумных лаках. Кроме того, используют эскапоновые, кремнийорганические, полиэфирные лаки и другие составы.

Светлые лакоткани относительно стойки к действию органических растворителей, однако, имеют повышенную склонность к тепловому старению.

Черные лакоткани имеют более высокую электрическую прочность, меньшую гигроскопичность, однако менее стойки к действию органических растворителей.

Некоторые параметры локотканей приведены ниже:

Вид локоткани	ϵ_r	ρ , Ом · м	$\operatorname{tg} \delta$
Хлопчатобумажная	4,1—4,6	10^{11}	0,06—0,175
Шелковая	3,8—4,5	$10^{11} - 10^{12}$	0,04—0,08
Стеклоянная	3,0—4,4	$10^9 - 10^{12}$	0,002—0,08
Капроновая	3,9—4,4	$10^{11} - 10^{12}$	0,042—0,085

Локоткани применяются для изоляции в электрических машинах, аппаратах, кабельных изделиях в виде обмоток, оберток, прокладок, а также для наружной изоляции катушек и отдельных групп проводов. В большинстве случаев их используют в виде лент, вырезаемых под углом 45° по отношению к основе, что обеспечивает наибольшую эластичность.

Электроизоляционные ленты, трубки и намотанные изделия также широко применяются в различных видах изоляции. *Липкие изоляционные ленты* чаще всего изготовляют на основе хлопчатобумажных или стекловолоконистых лент, а также на основе лент из поливинилхлоридного пластиката. В последнее время выпускаются липкие ленты из полиэтилена (марки ПЛ), фторопласта.

Прорезиненная хлопчатобумажная лента изготавливается из хлопчатобумажной ткани (типа миткаль), пропитанной вязким резиновым составом, который устраняет гигроскопичность. Она применяется при монтажных работах для изоляции мест соединений проводов в сетях и устройствах низкого напряжения.

Широко применяется в производстве электромонтажных работ *липкая ПВХ лента*, изготовленная из светотермостойкого ПВХ пластиката, на одну сторону которого нанесен липкий состав. Нагревостойкость ее не превышает 60°C , а холодостойкость — минус 30°C . Лента обычно светло-синего цвета, эластична, имеет хорошие механические свойства и удовлетворительную адгезию к металлам.

Липкую нагревостойкую стеклоленту изготовляют из стеклянной ленты, пропитанной нагревостойким кремнийорганическим лаком. Она служит для изоляции лобовых частей обмоток электрических машин, а также аппаратов с высокими рабочими температурами.

На основе кремнийорганической резины изготовляют *самослипающуюся термостойкую ленту* ЛЭТСАР красного цвета, имеющую улучшенные электрические характеристики. Лента термо-, влаго- и маслостойка, а также устойчива к действию ультрафиолетовых лучей и озона.

Хлопчатобумажная киперная или тафтяная лента предназначена для подмоток катушек и обмоток, изолировки жил кабелей с пропиткой или промазкой лаком. Она гигроскопична, горюча, имеет белый цвет.

Электроизоляционные трубки служат для изоляции выводных концов и мест соединений, защиты от действия света, воздуха и температуры, для восстановления некоторых видов оболочек. Изготавливают их из хлоп-

чатобумажной пряжи, натурального и лавсанового шелка, капроновых и стеклянных нитей, ПВХ пластиката, фторорганической и кремнийорганической резины, фторопласта.

Хлопчатобумажные лакированные (линоксиновые) трубки представляют собой трубки (чулки) из пряжи, пропитанной масляным лаком.

Из лавсанового шелка, пропитанного полиэфирными лаками, изготовляют *лавсановые трубки* (чулки). Эти трубки обладают большей механической прочностью и стойкостью к истиранию, чем линоксиновые. Рабочий диапазон температур их может быть расширен до 130 °С.

Лакированные стекловолоконистые трубки изготовляют на основе стекловолоконистой пряжи, пропитанной полиуретановым, эпоксидным или кремнийорганическим лаком. Кроме того, на их поверхность может быть нанесен слой кремнийорганической резины. Они менее эластичны, чем линоксиновые и лавсановые, но имеют высокую влагостойкость и повышенную рабочую температуру (до 180 °С).

Для изолирования мест соединения и оконцевания проводов и кабелей на различные напряжения, увязывания жгутов электропроводов, предохранения паяных соединений от загрязнения применяют *термоусаживаемые трубки*, выполняемые на основе так называемого «эффекта памяти» полимеров: макромолекулы сшитого полимера, деформированные при температуре, близкой к температуре плавления, и зафиксированные в этом состоянии резким охлаждением, при повторном нагреве возвращаются к равновесному состоянию. При этом восстанавливаются размеры и формы изделия.

Отечественной промышленностью серийно выпускаются термоусаживаемые трубки на основе полиэтилена и фторкаучуков. В последнее время разработаны трубки из ПВХ пластиката и из черного полиэтилена — шланговые трубки.

Трубки из ПВХ пластиката обладают масло- и бензостойкостью, не распространяют горения и могут быть окрашены в красный, зеленый, синий, черный, белый и желтый цвета, что отражается в их маркировке.

Намотанные изделия по существу отличаются от электроизоляционных трубок лишь размерами, поскольку к этому виду электрической изоляции относятся трубки с внутренним диаметром не менее 6 мм, цилиндры, а также стержни. Изготавливают их из бумаги, ткани и стеклотканей, пропитанных бакелитовыми, эпоксидными или кремнийорганическими связующими. Все виды намотанных изделий можно разделить на бумажно-бакелитовые, текстолитовые на бакелитовом связующем, стеклотекстолитовые на эпоксидном связующем и стеклотекстолитовые нагревостойкие.

Цилиндры обозначаются первой буквой Ц, трубки — Т, втулки — В, кольца — К; стержни не имеют буквенного обозначения.

В отличие от большинства рассмотренных ранее материалов неорганические вещества сложнее по составу. В них могут входить кислород, алю-

миний и другие металлы, кремний и т.д. Неорганические материалы имеют более высокую нагревостойкость, чем органические, однако чаще всего не обладают гибкостью и эластичностью, хрупки, поэтому применяются в основном там, где требуется обеспечить высокую рабочую температуру.

Керамическими материалами (керамикой) называют материалы, из которых могут быть изготовлены изделия различной формы, подвергаемые в дальнейшем обжигу при высокой температуре. В результате обжига в сформованной керамической массе происходят сложные физико-химические процессы, и материал становится камнеподобным, который можно обрабатывать только абразивами. При этом керамическое изделие приобретает и другие необходимые свойства.

По назначению керамические материалы разделяют на пять основных групп — изоляторная, конденсаторная, сегнетоэлектрическая, полупроводниковая и магнитная керамика.

С точки зрения энергетики и электротехники наибольший интерес представляет изоляторная и конденсаторная керамика, обладающая такими достоинствами, как атмосферостойкость, стойкость к действию поверхностных разрядов, механическая прочность, хорошие изоляционные свойства и долговечность.

Одним из широко применяемых электрокерамических материалов является *электротехнический фарфор* (электрофарфор). Это сложный по технологии получения материал, основу которого (около 50 %) составляют глинистые вещества (прежде всего каолин), а 25 % — «отошающие» материалы (кварц, полевой шпат и другие минералы), делающие массу менее липкой и уменьшающие усадку. Изготовленные и высушенные фарфоровые изделия покрывают глазурью, состав которой отличается от состава фарфоровой массы большим содержанием стеклообразующих компонентов (кварц, полевой шпат, доломит и др.). Затем фарфоровые изделия обжигают, при этом глазурь расплавляется и покрывает поверхность фарфора гладким блестящим слоем, который защищает его от проникновения внутрь влаги, повышает механическую прочность на 10—15 %, улучшает внешний вид, уменьшает ток утечки по поверхности и повышает напряжение перекрытия изоляционных конструкций.

Структурно готовый фарфор состоит из кристаллов муллита и кварца, промежутки между которыми заполнены стеклообразным материалом.

Фарфор применяется для изготовления различных электрических изоляторов и покрышек высоковольтных вводов.

Ультрафарфор различных марок, применяемый для высокочастотных керамических конденсаторов, обладает высокими электроизоляционными свойствами, а также механической прочностью (примерно в 2 раза выше, чем у электрофарфора).

Другим керамическим материалом является *стеатит*, изготавливаемый на основе талька, стеклообразующих и глинистых материалов, а также безглинистый стеатит, где пластификатором является парафин. В отличие

от электрофарфора он обладает более высокими электроизоляционными свойствами и механической прочностью. Кроме того, при нагреве изоляционные свойства стеатита ухудшаются медленнее (до 250 °С изменений практически не происходит). Однако этот материал более дорогой, чем электрофарфор, и менее термостоек.

Стеатит применяется как высоковольтный и высокочастотный материал для изготовления ламповых панелей, осей конденсаторов, каркасов катушек и т.п.

Конденсаторные керамические материалы отличаются от изоляторов большей диэлектрической проницаемостью, что позволяет изготавливать конденсаторы большой емкости и сравнительно малых габаритов, не нуждающихся в защитных корпусах и оболочках. Эти материалы наряду с высокой диэлектрической проницаемостью имеют хорошие изоляционные свойства. К ним относят материалы, содержащие диоксиды титана, олова и циркония, а также оксиды щелочноземельных материалов.

Для изготовления электрических конденсаторов большой емкости используют *сегнетокерамику*, для которой характерна зависимость диэлектрической проницаемости от температуры и напряженности электрического поля, в котором находится диэлектрик. Диэлектрическая проницаемость у сегнетокерамики может достигать несколько тысяч единиц.

Из полупроводниковой керамики изготавливают терморезисторы, а из магнитной — ферриты.

Стекла — неорганические вещества, представляющие собой сложные системы различных оксидов, причем главным стеклообразующим веществом служит кварцевый песок, который содержит 98 % SiO_2 . Из-за содержания в своем составе кварцевого песка стекла являются дешевым материалом и называются силикатными.

Свойства стекол во многом зависят от их состава и режима тепловой обработки. Например, если стекло изготовить из одного кварцевого песка (кварцевые стекла), оно будет обладать очень высокими электрическими характеристиками, термостойкостью и иметь очень малый температурный коэффициент линейного расширения.

Электротехнические стекла разделяют по назначению или химическому составу.

По назначению стекла бывают:

конденсаторные — диэлектрик конденсаторов, применяемых в высоковольтных фильтрах, импульсных генераторах, колебательных контурах высокочастотных устройств;

установочные — для изготовления установочных деталей, изоляторов (телеграфных, антенных, опорных, проходных), бус и т.п.;

ламповые — для баллонов и ножек осветительных ламп, электронных приборов.

Для изготовления пластмассы горячей прессовки — микалекса — применяются специальные стекла с наполнителем.

По химическому составу стекла разделяют на следующие группы:

щелочные с большим содержанием щелочных оксидов. К ним относят обыкновенное оконное, бутылочное и посудное стекло, а также стекло типа «пирекс», стойкое к температурам и имеющее низкий температурный коэффициент линейного расширения;

щелочные с большим содержанием тяжелых оксидов. К ним относят флинт (содержащие PbO) и кроны (содержащие BaO), имеющие повышенные электрические характеристики. Эти стекла используют в оптике, а также в качестве электроизоляционных (конденсаторы, изоляторы и т.п.);

малощелочные с содержанием до 5 % щелочных оксидов. Эти стекла применяют для изготовления стеклянных изоляторов высокого напряжения;

бесщелочные с содержанием щелочных оксидов до 2 % или отсутствием этих оксидов (кварцевое стекло). Используют их для оптических, специальных целей, а также для изготовления стеклянного волокна (изоляционные стеклоткани).

Стекло для изготовления световодов и волоконнооптических кабелей, применяемых на ЛЭП, изготавливается на основе плавленного кварца с легирующими добавками (оксид бора, фтор, оксиды германия, фосфора и др.), а также на основе халькогенидных соединений (типичные представители — сульфид и селенид мышьяка) и на основе фторидов (циркония, гафния, бария, редкоземельных элементов).

Промежуточное положение между стеклами и керамикой занимают *ситаллы*, непрозрачные материалы, изготавливаемые кристаллизацией стекол различного состава. Эти материалы применяют для изготовления конструкционных, строительных и ответственных радиоэлектронных изделий.

Некоторые свойства керамики и стекол представлены в табл. 14.10.

Таблица 14.10

Свойства керамики и стекла

Наименование	Плотность, кг/м ³	Прочность на растяжение, МПа	Прочность на сжатие, МПа	ε_r	ρ , Ом · м	tg δ	$E_{пр}$, МВ/м
Электро- фарфор	2200— 2700	30—60	300—500	5—8	10^9 — 10^{12}	0,022— 0,03	30—32
Ультра- фарфор	3200— 3400	50—60	550—600	8—8,8	10^{12} — 10^{14}	0,0003— 0,0012	30—36
Стеатит	3000	60—70	500—600	6,5—7	10^{13} — 10^{14}	0,001— 0,003	40—42
Кордиерит	1900— 2000	25—35	300	4—6	10^9 — 10^{10}	0,025— 0,01	4,5—10
Стекло для изоляторов	2000— 8100	100—300	6000— 21 000	3,8—16,2	10^6 — 10^{14}	0,0002— 0,01	30—45

Слюда — один из важнейших природных электроизоляционных материалов. Она имеет набор ценных свойств: высокую электрическую прочность, нагревостойкость, влагостойкость, достаточную механическую прочность и гибкость. Слюда применяют чаще всего в электрических машинах высокого напряжения и большой мощности, в том числе в крупных турбо- и гидрогенераторах, тяговых электродвигателях, а также в качестве диэлектрика в некоторых конденсаторах. Она представляет собой кристаллический материал в виде тонких пластинок, которые легко расщепляются. По химическому составу это водный алюмосиликат. В электроизоляционной технике используют два вида слюды: мусковит и флогопит.

Мусковиты бывают бесцветными или имеют преимущественно красноватый или зеленоватый оттенок. Тонкие пленки этой слюды прозрачны.

Флогопиты (от греч. phlogopos — огнеподобный) окрашены в янтарный, золотистый, коричневый до почти черного цвета. По электрическим свойствам мусковит лучше флогопита, кроме того, он имеет более высокие механическую прочность, твердость, гибкость и упругость, а также более стоек к истиранию.

Теплопроводность флогопита немного выше, чем мусковита. Большинство применяемых в электротехнике слюд сохраняет достаточно высокие электрические и механические свойства при нагреве до нескольких сотен градусов Цельсия.

Склеивая листочки слюды с помощью природных и синтетических смол или лаков, на их основе получают твердые или гибкие листовые материалы, называемые *миканитами*. Различают несколько видов миканитов — коллекторный, прокладочный, формовочный и гибкий.

Изготовление щепаной слюды и миканитовой изоляции — очень трудоемкий процесс, поэтому из слюдяных отходов были получены новые материалы, называемые слюдяными бумагами. Основными видами слюдяных бумаг являются слюдиниты и слюдопласты.

Слюдиниты (за рубежом — самика) изготавливают на основе слюдинитовой бумаги, предварительно обработанной каким-либо клеящим составом (смола, лак). При дальнейшей обработке (пропитке, склеивании с подложками и т.п.) получают листовые слюдиниты (коллекторный, формовочный, гибкий), слюдинитофоллий (рулонный материал из слюдинитовой бумаги с целлюлозным подслоем, пропитанный лаком) и слюдинитовые ленты. Слюдинитовые материалы по свойствам приближаются к миканитам и даже имеют преимущество — большую равномерность свойств по площади, обладают достаточно высокой механической прочностью и нагревостойкостью. Недостатками этих материалов являются пониженная по сравнению с миканитами влагостойкость и малое удлинение при разрыве.

Слюдопласты изготавливают склеиванием и прессованием листов слюдопластовой бумаги, которую получают из непромышленных отходов слюды в результате механического дробления частиц. Слюдопластовая бумага существует без связующего, только за счет сил межмолекулярного

взаимодействия частичек. На основе слюдопластовых бумаг, которые толще и прочнее слюдинитовых, изготавливают слюдопласты: коллекторный, прокладочный, формовочный, жаростойкий и гибкий, стеклослюдопласт, слюдопластофольи, слюдопластовую ленту и др. Слюдопласты по сравнению со слюдинитами имеют повышенные механическую прочность и короностойкость, однако являются более дорогими заменителями миканитов.

К минеральным электро- и теплоизоляционным материалам широкого применения относят *асбест* и *асбестоцемент*.

Асбест — название группы минералов, сложного состава, обладающих волокнистым строением. Наиболее распространенным по своему промышленному значению и добыче является хризотилковый асбест — разновидность минерала хризотила. Существуют и другие виды — крокидолит, антофиллит и амозит. Способность волокон асбеста легко расщепляться на тонкие отдельные волоски диаметром в тысячные доли миллиметра и длиной до нескольких сантиметров дала асбесту название «горный лен».

Преимуществом асбеста по сравнению с другими волокнистыми материалами (бумага, картон, дерево) является высокая нагревостойкость: он теряет механическую прочность лишь при 350—500 °С, плавится при температуре более 1150 °С.

Асбестовое волокно легко адсорбирует воду и влагу из воздуха, поэтому оно требует пропитки смолами, битумами и т.п. Диэлектрические свойства асбеста невысоки ($\rho = 10^6$ Ом·м, $E_{пр} = 1—2$ МВ/м), в связи с чем в изоляции для высоких напряжений и частот он не применяется. В асбесте часто присутствуют примеси, в частности магнетит, хромит, кварц и др. Высокое содержание примеси полупроводящего магнетита в виде отдельных зерен очень вредно.

Из асбеста изготавливают пряжу, шнуры, ленты, ткани, чехлы и трубки, бумаги, картон и другие изделия. Ленты из асбеста (основа) с высоким содержанием магнетита, со стеклянным или лавсановым утком можно использовать в электрических машинах высокого напряжения, работающих при температурах 200—400 °С, для выравнивания электрического поля в местах выхода секций обмотки из пазов. В качестве волокнистого наполнителя асбест применяют при изготовлении пластмасс с органическими связующими (асбодин и электронит). Асбестовые бумага (частично) и ткань (полностью) образуют основу слоистых пластиков — асбогетинакса и асботекстолита, применяемых для клиньев и распорок.

При работе с асбестом следует соблюдать повышенную безопасность, поскольку мельчайшие частицы асбестового волокна, попадающие при вдыхании с воздухом в легкие человека, вызывают тяжелые заболевания. Этот недостаток асбеста является причиной его замещения другими, безопасными материалами.

Асбестоцемент (асбоцемент) представляет собой неорганическую пластмассу с наполнителем (асбестом), в которой связующим является

цемент, и выпускается в виде досок толщиной 6—40 мм, труб и некоторых фасонных изделий. Он обладает высокой нагревостойкостью, искро- и дугостойкостью. Применяют асбестоцемент при изготовлении распределительных досок и щитов, стенок искрогасительных камер, панелей и оснований электрических аппаратов и перегородок. Непропитанные асбестоцементные доски имеют довольно большое водопоглощение (15—20 %), поэтому при использовании этот материал необходимо пропитывать расплавленным парафином, битумом и т.п.

14.4. Магнитные материалы

Магнитные материалы в основном играют роль концентраторов, проводников и источников магнитного потока. Они используются для производства генераторов и двигателей, трансформаторов, аппаратов, электромагнитов и т.п.

В общем случае все магнитные материалы подразделяются на две большие группы: магнитомягкие и магнитотвердые. Первые в основном применяются как проводники магнитного потока, а вторые — как источники магнитного поля.

Основными характеристиками магнитных материалов являются: коэрцитивная сила H_c , индукция насыщения B_s , остаточная индукция B_r , максимальная напряженность магнитного поля $H_{\max}$ и магнитная проницаемость μ_a . Эти характеристики могут быть определены по кривой (петле) магнитного гистерезиса для магнитного материала (рис. 14.1).

Магнитную проницаемость μ_a можно определить в любой точке кривой по выражению

$$\mu_a = B/H. \quad (14.5)$$

Следует отметить, что магнитная проницаемость бывает абсолютной μ_a и относительной μ . В технике наиболее часто используют величину относительной магнитной проницаемости, которую можно определять

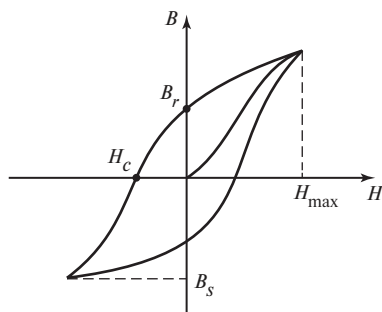


Рис. 14.1. Типичная кривая гистерезиса

для различных точек основной кривой намагничивания и при различных воздействиях, получая начальную, амплитудную, дифференциальную и др. значения μ соответственно.

У магнитомягких материалов коэрцитивная сила H_c ($H_c \leq 4$ кА/м) малая величина, а у магнитотвердых — большая ($H_c > 4$ кА/м), поэтому магнитомягкие материалы применяют прежде всего для работы в переменных магнитных полях (или, говорят, «в динамических режимах»), а магнитотвердые — в статическом режиме.

Магнитомягкие материалы обычно подразделяют на группы:

технически чистое железо (менее 0,1 % углерода и других примесей в составе);

электротехнические листовые стали (менее 0,05 % углерода и 0,7—4,8 % кремния в составе);

сплавы с высокой начальной магнитной проницаемостью μ ;

сплавы с постоянной магнитной проницаемостью μ ;

сплавы с большой индукцией насыщения B_s ;

сплавы со специальными свойствами;

ферриты.

Технически чистое железо бывает двух типов — электролитическое и карбонильное. Электролитическое железо применяется в постоянных полях, когда требуется большая индукция насыщения B_s . Карбонильное железо используется для изготовления магнитопроводов в высокочастотной электротехнике. Технически чистое железо в других устройствах практически не применяется из-за относительно низкого удельного электрического сопротивления ρ .

Листовые электротехнические стали подразделяются по способу прокатки (горячекатаные и холоднокатаные) и используются только в виде тонких (до 0,05 мм) листов, поверхность которых покрывается электроизоляционным лаком.

В зависимости от содержания кремния в стали меняется область применения — для электрических машин, работающих в постоянном магнитном поле, или для машин переменного тока, а также для изготовления магнитопроводов трансформаторов.

Сплавы с высокой магнитной проницаемостью в слабых магнитных полях имеют в своем составе помимо железа другие элементы — никель, молибден, хром, марганец, кремний, алюминий. Наиболее известными материалами этой группы являются *пермаллой* — сплавы железа с никелем. Классический пермаллой имеет состав 78,5 % Ni и 21,5 % Fe. Сплав супермаллой имеет приблизительный состав 79 % Ni, 15 % Fe, 5 % Mo и 0,5 % Mn. К этой же группе материалов относятся *альфенол* (сплав железа с 15 % Al) и *альсифер* (сплав железа с 10 % Si и 5 % Al) и др. Сплавы

применяются для изготовления магнитопроводов малогабаритных трансформаторов, реле, магнитных экранов и т.п.

Самым известным *материалом с постоянной* магнитной проницаемостью μ является сплав, называемый *перминвар* (45 % Ni, 30 % Fe, 20 % Co) и имеющий $\mu = 450$. К этим же материалам может быть отнесен и пермаллой, легированный 2—3 % серебра.

Наибольшей индукцией насыщения B_s (до 2,4 Тл) наряду кремнистыми электротехническими сталями отличаются *сплавы железа с кобальтом, легированные ванадием* (49—70 % Co, 2 % Wn). Такие сплавы носят название *пермендюр*. Они достаточно дорогие и применяются только в специализированной аппаратуре (осциллографы, репродукторы, мембраны и др.).

Ферриты различных типов обычно применяются для изготовления магнитопроводов и работают в очень широком диапазоне частот. Достоинством ферритов является то, что изменением состава и структуры можно управлять их свойствами.

В настоящее время активно применяются *аморфные магнитомякие сплавы* для магнитных компонентов и устройств электротехники и электроники. Материалы характеризуются высокой магнитной проницаемостью μ , малым значением коэрцитивной силы H_c , высокой индукцией насыщения B_s , высоким электрическим сопротивлением, твердостью, износостойкостью коррозионной и радиационной стойкостью.

Таблица 14.11

Свойства аморфных сплавов

Тип сплава	$\mu_{\max} \cdot 10^{-4}$	H_c , А/м	B_s , Тл	ρ , Ом · м	$T_{\text{раб}}$, °С	Применение
На основе железа	4—15	3—15	1,3—1,61	1,2—1,3	от -60 до +125	Силовые трансформаторы, дроссели, строчные трансформаторы
Железо-никелевые	15—20	4—14	1,15—1,5	1,3	От -60 до +130	Силовые трансформаторы, высокочастотные магнитные усилители, фазовращатели
Железо-кобальтовые	5—80	0,33—12	0,48—1,5	0,73—1,6	от -60 до +125	Силовые и высокочастотные силовые трансформаторы, высокочастотные магнитные усилители, ключи, экраны

В зависимости от химического состава эти сплавы разделяют на три группы:

- на основе железа (аморфные стали);
- железоникелевые;
- железокобальтовые.

Некоторые свойства сплавов приведены в табл. 14.11.

К основным недостаткам аморфных магнитомягких сплавов относится недостаточная термическая и временная стабильность, меньшие значения индукции насыщения B_s и температуры Кюри, чем у кристаллических сплавов.

Магнитотвердые материалы имеют не только большую коэрцитивную силу H_c , но и высокие значения остаточной индукции. Среди этих материалов надо выделять:

легированные мартенситные стали. Они имеют названия в соответствии с названиями легирующей присадки: хромовые (до 3 % Cr), вольфрамовые (до 8 % W) и кобальтовые (до 15 % Co). Используются для изготовления наименее ответственных постоянных магнитов;

сплавы типа альни. Это сплавы железа с никелем (20—30 %) и алюминием (11—13 %). Могут быть также добавки меди и титана. Из них изготавливаются постоянные магниты литьем или методами порошковой металлургии, так как они очень тверды и хрупки;

сплавы типа альнико. Здесь в состав сплавов входят еще кобальт, медь, титан и ниобий. Эти сплавы дороже сплавов альни, но из них можно изготавливать постоянные магниты меньшей массы с теми же магнитными свойствами;

магнитотвердые ферриты. Коэрцитивная сила у них может достигать 240 кА/м, а остаточная индукция B_r невелика. Они изготавливаются короткими по оси магнита, но имеют большую площадь.

Контрольные вопросы

1. Какие основные электрические характеристики материалов вы знаете?
2. Как различают материалы по удельному объемному сопротивлению?
3. Назовите основные механические характеристики материалов.
4. Что такое нагревостойкость материала и какие существуют классы нагревостойкости?
5. Каковы основные физико-химические характеристики материалов?
6. Какие электротехнические материалы относятся к проводниковым?
7. Почему медь заменяется алюминием?
8. Какие материалы высокого электрического сопротивления являются наиболее распространенными?
9. Какое основное применение черных металлов в энергетике?
10. Чем эмали отличаются от лаков и компаундов?
11. Какие материалы называют лакотканями?
12. Что представляют собой керамические материалы и на какие группы их разделяют?
13. Где применяются материалы, изготовленные на основе слюды?
14. Каковы возможности применения полимеров в качестве электроизоляционных материалов?
15. В чем заключаются основные достоинства аморфных магнитомягких материалов?

Литература для самостоятельного изучения

- 14.1. **Электромонтажные** работы. В 11 кн. Кн. 9. Материалы: учебное пособие для ПТУ / С.В. Серебрянников; под ред. А.Н. Трифонова. М.: Высшая школа, 1992.
- 14.2. **Штофа Ян.** Электротехнические материалы в вопросах и ответах: пер. со словац. М.: Энергоатомиздат, 1984.
- 14.3. **Электротехнический** справочник в 4 т. Т. 1 / под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. М.: Издательство МЭИ, 1995.
- 14.4. **Богородицкий Н.П., Пасынков В.В., Тареев Б.М.** Электротехнические материалы. Л.: Энергоатомиздат, 1985.
- 14.5. **Справочник** по электротехническим материалам: В 3 т. / под ред. Ю.В. Корицкого и др. М.; Л.: Энергоатомиздат, 1986—1988.

Глава пятнадцатая

ТЕХНИКА ВЫСОКИХ НАПРЯЖЕНИЙ (ТВН)*

Содержание

- 15.1. Предмет техники высоких напряжений (ТВН)
- 15.2. Механизм нарушения электрической изоляции
- 15.3. Характеристики отдельных видов изоляции
 - 15.3.1. Воздушная изоляция
 - 15.3.2. Назначение и типы изоляторов
 - 15.3.3. Внутренняя изоляция
- 15.4. Электрические воздействия на электрическую изоляцию
 - 15.4.1. Грозовые перенапряжения и их ограничение
 - 15.4.2. Коммутационные перенапряжения и их ограничение
- 15.5. Испытания изоляции электрооборудования
 - 15.5.1. Испытания оборудования в процессе изготовления
 - 15.5.2. Профилактические испытания изоляции в эксплуатации
 - 15.5.3. Испытательное оборудование
- 15.6. Перспективные направления развития техники высоких напряжений
 - 15.6.1. Особенности проектирования изоляции оборудования постоянного тока
 - 15.6.2. Особенности проектирования изоляции оборудования ультравысокого напряжения
- Контрольные вопросы
- Литература для самостоятельного изучения

15.1. Предмет техники высоких напряжений (ТВН)

Необходимость обеспечения высоких технико-экономических показателей оборудования для производства и передачи электроэнергии, показателей линий электропередачи (ЛЭП) требует минимизации их габаритов, что при наличии высоких напряжений приводит к появлению сильных электрических полей в изоляционных конструкциях, разделяющих элементы оборудования и линий электропередачи, находящиеся под разными потенциалами (между собой и от заземленных элементов конструкции).

Сильные электрические поля могут вызывать процессы в изоляционных конструкциях, приводящие к нарушению их электроизоляционных свойств, т.е. к возникновению аварийных режимов в энергосистемах. Эти

* Изложение материала данной главы в значительной степени основано на [15.1].

процессы часто развиваются при одновременном воздействии на изоляционные конструкции тепловых и механических нагрузок. Природа этих нагрузок — протекающие в оборудовании и линиях электропередачи сильные электрические токи, переменное электромагнитное поле и воздействия окружающей среды.

При этом необходимо обеспечить надежную работу изоляции оборудования при всех постоянно воздействующих на нее или кратковременно возникающих напряжениях.

Изоляция электрических установок разделяется на *внешнюю* и *внутреннюю*. К внешней изоляции относятся воздушные промежутки (например, между проводами различных фаз электропередачи), внешние поверхности твердой изоляции (изоляторов), промежутки между контактами разъединителя и т.п. К внутренней изоляции относятся изоляции обмоток трансформаторов и электрических машин, изоляция кабелей, герметизированная изоляция вводов, изоляция между контактами выключателя в отключенном состоянии и т.д. Внутренняя изоляция представляет собой комбинацию твердого и жидкого диэлектриков (например, в трансформаторах) или твердого и газообразного диэлектриков (например, в герметизированных распределительных устройствах с элегазовой изоляцией).

Основной особенностью внешней (воздушной) изоляции является зависимость ее электрической прочности от атмосферных условий: давления, температуры и влажности воздуха. На электрическую прочность изоляторов наружной установки существенно влияют также загрязнения их поверхности и атмосферные осадки.

Электрическая прочность внутренней изоляции электрооборудования практически не подвержена влиянию атмосферных условий. Ее особенностью является старение, т.е. ухудшение электрических характеристик в процессе эксплуатации. Очень трудно избежать возникновения в изоляции так называемых *частичных разрядов*. Вследствие изменения температурного режима, вызванного колебаниями тока нагрузки, механических воздействий в твердой или *жидкой изоляции* образуются полости микронных размеров, заполненные газом. В этих полостях возникают частичные разряды. Кроме того, на острых кромках электродов, на крепежных деталях аппаратуры возникает *коронный разряд*. Под действием этих разрядов изоляция разрушается, загрязняется продуктами разложения.

Вследствие диэлектрических потерь изоляция нагревается. При затрудненном отводе тепла, что характерно для изоляции большой толщины, чрезмерный нагрев может привести к тепловому пробоя изоляции.

Воздушная изоляция после пробоя полностью восстанавливает свои изоляционные свойства, если снимается напряжение или гаснет дуга в месте пробоя.

Пробой твердой и комбинированной изоляции — явление необратимое, приводящее к выходу электрооборудования из строя. Жидкая и внутренняя газовая изоляция, как правило, после пробоя полностью не восстанавливают свои свойства, пробой приводит к ухудшению их характеристик.

Вследствие этого состояние внутренней изоляции контролируется во время эксплуатации, чтобы выявить развивающиеся в ней дефекты и предотвратить аварийный отказ электрооборудования.

Изоляция электрических установок постоянно находится под воздействием рабочего напряжения. В процессе эксплуатации возможны повышения напряжения сверх рабочего — перенапряжения. Если их источником являются внутренние характеристики энергосистемы — электродвижущие силы генераторов системы, а причиной — нормальные или аварийные коммутации, сопровождающиеся колебательными процессами или резонансными явлениями в системе, то такие перенапряжения называются внутренними. Помимо внутренних перенапряжений на изоляцию электроустановок могут воздействовать также *грозовые перенапряжения*, причиной возникновения которых являются удары молнии в электроустановки.

Воздушные электрические сети вследствие большой протяженности достаточно часто поражаются молнией. При этом на изоляции линий возникают весьма высокие напряжения, которые изоляция выдержать не может. Происходит пробой воздуха вдоль гирлянды изоляторов, переходящий в поддерживаемый источником рабочего напряжения дуговой разряд.

Помимо нарушения изоляции воздушных линий удары молнии приводят к появлению на проводах импульсов высокого напряжения, которые, распространяясь по проводам, достигают подстанций и воздействуют на установленное там электрооборудование.

Уровень грозовых перенапряжений зависит от интенсивности ударов молнии и характеристик пораженных объектов и поэтому является статистической величиной. Внутренние перенапряжения зависят от вида коммутации, режима и характеристик электрической сети и коммутационных аппаратов.

Ограничение перенапряжений в электрических установках до экономически приемлемых значений производится с помощью защитных аппаратов: трубчатых и вентильных разрядников, нелинейных ограничителей перенапряжений (ОПН).

Взаимное согласование значений воздействующих напряжений, характеристик защитной аппаратуры и электрических характеристик изоляции, обеспечивающее надежную работу и высокую экономичность электрической установки, представляет собой главную технико-экономическую задачу проектирования электроустановки и называется координацией изоляции.

В соответствии с изложенным «Техника высоких напряжений» (ТВН) — научная дисциплина, в которой рассматриваются электрические характеристики внешней и внутренней изоляции электроустановок, эксплуатация изоляции при рабочем напряжении, грозовые и внутренние перенапряжения и их ограничение, координация и методы испытания изоляции, а также изоляционные конструкции линий электропередачи и основных видов электрооборудования.

15.2. Механизм нарушения электрической изоляции

Вещество будет являться изолятором (диэлектриком), а материал называться изоляционным, если при размещении его между электродами и приложении к электродам разности электрических потенциалов через него не протекает электрический ток, или он очень мал (10^{-19} — 10^{-16} А). Электрический ток не протекает из-за отсутствия в диэлектрике (в отличие от металлов) свободных электронов. Все электроны в диэлектрике сильно связаны с ядрами его атомов (молекул). Для разрыва этой связи нужна большая энергия. Если в диэлектрике появится свободный электрон, например, под действием космического излучения, то, двигаясь в сильном электрическом поле до соударения с атомом, он может набрать достаточную для его ионизации энергию с образованием еще одного электрона.

На электроны действует именно электрическое поле, поэтому главным фактором, определяющим развитие разряда в промежутке, является напряженность электрического поля, а не напряжение на промежутке. Средняя напряженность электрического поля в промежутке — это частное от деления напряжения на промежутке на расстояние между электродами. В реальных конструкциях высокого напряжения распределение электрического поля вдоль промежутка существенно неравномерно. Максимальная напряженность электрического поля (вблизи поверхности электрода с наименьшим радиусом кривизны) может значительно превышать среднюю напряженность.

Именно в области максимальной напряженности поля формируется лавина электронов. При выполнении условия ее перехода в разряд с высокой электрической проводимостью канала происходит полный пробой промежутка.

Собственно, исследование механизмов и разработка способов, затрудняющих образование лавины электронов и переход ее в полный пробой промежутка, и есть предмет техники высоких напряжений в части обеспечения электрической прочности изоляции оборудования и линий электропередачи. Эти исследования привели к появлению всех используемых сегодня видов изоляции.

Из всех видов диэлектриков самым доступным и дешевым является атмосферный воздух. Но он же обладает наименьшей электрической прочностью.

Радикальный путь затруднения развития лавины — повышение давления газа и пропорционального уменьшения длины свободного пробега электрона. Пропорционально будет увеличиваться и напряжение между электродами (соответственно напряженность электрического поля в промежутке), необходимое для набора электроном достаточной для ионизации энергии. Поэтому в современных воздушных выключателях высокого напряжения давление воздуха достигает 4,0 и более 6,0 МПа.

Наоборот, удаление газа из электрического аппарата (вакуумирование) приводит к тому, что даже появившийся начальный электрон на своем

пути от электрода к электроду не встречает молекул газа, которые он мог бы ионизировать и начать образовывать лавину электронов. Отсюда появилась идея *вакуумной изоляции* — основы современных вакуумных выключателей, разрядников, ускорителей элементарных частиц.

Принципиально другой путь препятствия развитию лавины электронов — «связать» уже возникший начальный электрон, т.е. захватить его молекулой при первом же столкновении с ней. Этот путь реализуется использованием в качестве *газовой изоляции* так называемых электроотрицательных (захватывающих отрицательно заряженные электроны) газов. Наибольшее распространение для этой цели получил элегаз (сокращенно от «электрический газ») — шестифтористая сера (SF_6). Его электроотрицательные свойства настолько высоки, что там, где для обеспечения необходимой электрической прочности давление воздуха должно быть 4,0 МПа, достаточно давление элегаза в 0,5—0,6 МПа, что резко упрощает конструкцию аппаратов. Элегаз обладает и целым рядом других преимуществ — химическая инертность, устойчивость к электрическим разрядам, блестящими дугогасящими и хорошими теплоотводящими свойствами, низкой температурой сжижения перед другими, даже более электроотрицательными газами. Это позволяет заменять открытые распределительные устройства (ОРУ) на комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ) или заменять воздушные линии электропередачи на элегазовые кабели высокого напряжения. Их габариты при этом уменьшаются на порядки.

К сожалению, технико-экономические характеристики КРУЭ и силовых кабелей, в основном стоимость, оказываются все еще в большинстве случаев (кроме их использования в крупных городах и в некоторых специальных ситуациях) неконкурентоспособными по сравнению с ОРУ.

Предельный случай уменьшения длины свободного пробега электрона — переход к жидким и твердым диэлектрикам. Идеальная — «внутренняя» — электрическая прочность этих диэлектриков очень высока — десятки миллионов вольт на 1 см. Поэтому внутренняя изоляция силовых трансформаторов, кабелей, измерительных трансформаторов тока и напряжения сегодня выполняется на основе жидких или твердых диэлектриков или их комбинации.

К сожалению, «внутренняя» электрическая прочность чистых жидких и твердых диэлектриков недостижима в реальных условиях из-за наличия в объеме диэлектриков и на поверхности электродов микродефектов — газовых и проводящих микровключений, влаги, шероховатостей на поверхности электродов. Это приводит к началу развития лавин электронов при напряженностях электрического поля в 100—500 кВ/см.

Разбиение жидкой и твердой изоляции на тонкие слои уменьшает размер дефектов и вероятность их совпадения. Поэтому реальная изоляция изготавливается из тонких слоев бумаги или пленок синтетических материалов, пропитываемых трансформаторным или конденсаторным маслом, синтетическими жидкостями, элегазом под высоким давлением. Чаще

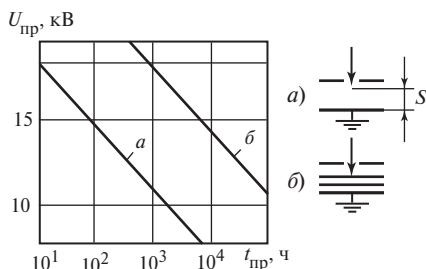


Рис. 15.1. Зависимость времени пробоя $t_{пр}$ от приложенного напряжения $U_{пр}$ для образцов ($d = 3$ мм) с однородной (а) и многослойной (б) пленочной изоляцией

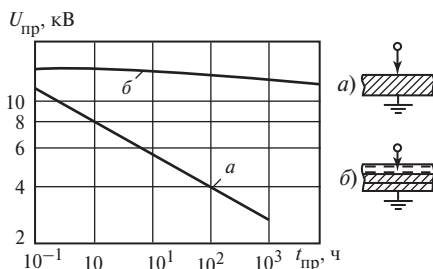


Рис. 15.2. Зависимость времени пробоя $t_{пр}$ от приложенного напряжения $U_{пр}$ для образцов из полиэтилена в воздухе (а) и пропитанного минеральным маслом (б)

всего используется *бумажно-масляная изоляция*, как наиболее дешевая. Синтетические жидкости или элегаз применяются в основном при требовании обеспечить негорючесть изоляции. Эффективность разделения изоляции на тонкие слои и ее пропитки иллюстрируется на рис. 15.1 и 15.2.

Если по условиям отвода тепла от токоведущих частей оборудования требуется наличие больших по ширине (до нескольких сантиметров) каналов для циркуляции охлаждающей жидкости, в которых лавина может развиваться и даже переходить в канал разряда, то на пути развития канала ставят барьер из высокопрочного диэлектрика. Такая изоляция называется *маслобарьерной*.

15.3. Характеристика отдельных видов изоляции

15.3.1. Воздушная изоляция

Основным диэлектрическим «материалом» для создания внешней изоляции электроустановок служит атмосферный воздух. Изолируемые электроды (шины распределительных устройств, провода линий электропередачи, наружные токоведущие части электрических аппаратов) располагаются на определенных расстояниях друг от друга и от земли (или заземленных частей установок) и укрепляются в заданном положении с помощью изоляторов. Изоляционные расстояния по воздуху зависят от значения напряжения, воздействию которого подвергается установка, и от электрической прочности воздуха.

При нормальных атмосферных условиях электрическая прочность воздушных промежутков относительно невелика и в однородном поле при межэлектродных расстояниях более 1 см имеет значение, не превышающее 30 кВ/см. В большинстве изоляционных конструкций при приложении высокого напряжения создается резко неоднородное электрическое поле. Электрическая прочность воздуха в таком поле еще меньше и при расстояниях между электродами порядка 1—2 м составляет приблизительно 5 кВ/см. При расстояниях 10—20 м она снижается соответственно

до 2,5—1,5 кВ/см. Поэтому габариты воздушных линий электропередачи и распределительных устройств в значительной мере определяются электрической прочностью воздуха и при увеличении номинального напряжения очень быстро возрастают.

Выбор изоляционных расстояний для реальных конструкций аппаратов осуществляется по зависимостям электрической прочности (пробивного напряжения) от расстояния между электродами L для типовых промежутков. Промежуток стержень — плоскость наилучшим образом соответствует промежуткам реальных конструкций подстанций. А для реальных конструкций линий электропередачи типовыми промежутками являются промежутки провод — стойка опоры и провод — провод. Разрядные напряжения U_p типовых промежутков приведены на рис. 15.3.

Так как для появления начального электрона, образования лавины электронов и ее развития в полный пробой промежутка требуется определенное время, то электрическая прочность изоляции должна зависеть от времени приложения напряжения. Эта зависимость называется вольт-секундной характеристикой. Характерными точками на ней являются пробивные напряжения при стандартизированных воздействиях — грозовом и коммутационном импульсах (см. ниже) и переменном (50 Гц) напряжении. Зависимости электрической прочности для стандартизированных воздействий экспериментально получены для всех типовых промежутков. В качестве примера они даны на рис. 15.4.

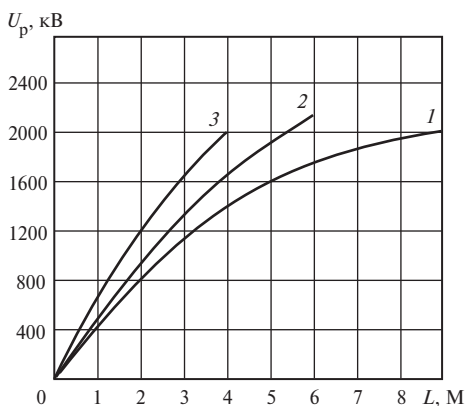


Рис. 15.3. Разрядные напряжения U_p воздушных промежутков при переменном напряжении частотой 50 Гц:

1 — стержень—плоскость; 2 — провод (арматура гирлянды) — стойка опоры; 3 — провод—провод

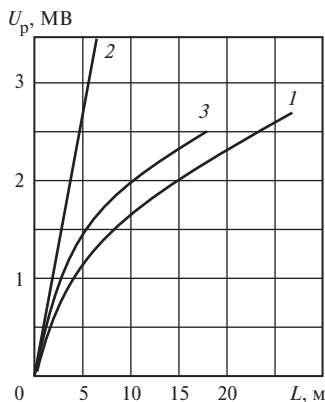


Рис. 15.4. Разрядные напряжения U_p воздушных промежутков:

1 — стержень—плоскость, наименьшие значения разрядных напряжений при воздействии коммутационных импульсов положительной полярности; 2 — стержень—плоскость, грозовые импульсы 1,2/50 мкс положительной полярности; 3 — переменное напряжение 50 Гц

Отношение электрической прочности при импульсном воздействии к напряжению пробоя при частоте 50 Гц называется коэффициентом импульса. Обычно коэффициент импульса больше единицы. Но для длинных воздушных промежутков, как видно из рис. 15.4, из-за специфики развития разряда в них при воздействии коммутационных импульсов положительной полярности он может снизиться до 0,8.

15.3.2. Назначение и типы изоляторов

В воздушной, газовой, вакуумной и чисто жидкой изоляции для поддержания электрода под высоким напряжением используются твердотельные изоляторы.

Диэлектрики, из которых изготавливаются изоляторы, должны обладать высокой механической прочностью, так как, являясь элементом конструкции, несут значительную нагрузку. Изоляторы линий электропередачи, например, несут нагрузку от тяжения проводов, исчисляемую тоннами, а иногда и десятками тонн. Опорные изоляторы, на которых крепятся шины распределительных устройств, выдерживают громадные нагрузки от электродинамических сил, возникающих между шинами при коротких замыканиях.

Пробой твердого диэлектрика означает выход изолятора из строя, тогда как разряд по поверхности при условии быстрого отключения напряжения не причиняет изолятору никаких повреждений. Поэтому пробивное напряжение твердого диэлектрика в изоляторе всегда примерно в 1,5 раза выше, чем напряжение перекрытия на поверхности, которым и определяется электрическая прочность изолятора.

Диэлектрики должны быть негигроскопичны и не должны изменять своих свойств под воздействием различных метеорологических факторов. При неблагоприятных условиях (дождь, увлажненные загрязнения) на поверхностях изоляторов, устанавливаемых на открытом воздухе (изоляторов наружной установки), могут возникать частичные электрические дуги. Под их действием поверхность может обугливаться и на ней могут появляться проводящие следы — треки, снижающие электрическую прочность изоляторов. Поэтому диэлектрики для изоляторов наружной установки должны обладать высокой трекинговостойкостью.

Всем указанным требованиям в наибольшей степени удовлетворяют глазурированный электротехнический фарфор и стекло, получившие широкое распространение, а также некоторые пластмассы.

Электрическая прочность фарфора в однородном поле при толщине образца 1,5 мм составляет 30—40 кВ/мм и уменьшается при увеличении толщины, электрическая прочность стекла при тех же условиях — 45 кВ/мм.

Изоляторы из закаленного стекла имеют ряд преимуществ перед фарфоровыми изоляторами. Технологический процесс их изготовления полностью автоматизирован, прозрачность стекла позволяет легко обнару-

жить при внешнем осмотре мелкие трещины и другие внутренние дефекты, повреждение стекла приводит к разрушению диэлектрической части изолятора, которое легко обнаружить при осмотре линии электропередачи эксплуатационным персоналом.

Полимерные изоляторы наружной установки изготавливаются из эпоксидных компаундов, из кремнийорганической резины, из полиэфирных смол с минеральным наполнителем и добавкой фторопласта. Такие изоляторы имеют высокую электрическую прочность и достаточную трекинговую стойкость. Высокая механическая прочность полимерных изоляторов достигается посредством армирования их стеклопластиком. Применение полимерных изоляторов на линиях электропередачи позволяет существенно уменьшить массу подвесных изоляторов.

Условия развития разряда по поверхности изоляторов наружной установки существенно изменяются, если на их поверхностях имеются увлажненные загрязнения или же они смачиваются дождем. Тогда разрядные напряжения значительно уменьшаются.

Наиболее сильное влияние на снижение напряжения оказывают увлажненные загрязнения, и повышение напряжения перекрытия вдоль поверхности изолятора обеспечивается только применением на его поверхности ребер, часто с очень развитой поверхностью. По нормированным категориям загрязнения и экспериментальным зависимостям длин пути утечки вдоль поверхности изоляторов и заданным воздействиям определяются форма и необходимое число ребер изолятора.

Для повышения разрядного напряжения чисто воздушных промежутков и по высоте аппаратов высокого напряжения и вводов трансформаторов на их концах устанавливают экраны из металлических труб. Установка экранов большого диаметра резко увеличивает радиус кривизны электродов при сохранении межэлектродного расстояния. Это позволяет при сохранении средней напряженности поля в промежутке резко снизить максимальную напряженность поля. При этом сильно затрудняется развитие лавины электронов и разряда, повышается разрядное напряжение воздушных промежутков, почти исключается появление короны на электродах высокого напряжения с соответствующим резким снижением уровня радиопомех вблизи подстанций и линий электропередачи.

Применение экранов на гирляндах линии электропередачи за счет увеличения емкостной связи между электродом высокого напряжения и элементами гирлянды изоляторов снижает напряжение на самых нагруженных изоляторах гирлянды и соответственно повышает напряжение ее перекрытия.

Выбор изоляционных расстояний по воздуху между токоведущими частями, а также от токоведущих до заземленных элементов распределительного устройства (РУ), производят по значениям испытательных напряжений. Для РУ напряжением до 220 кВ за основу принимают испытательные

напряжения грозовых импульсов, а для РУ напряжением 330 кВ и выше — испытательные напряжения промышленной частоты.

В целях обеспечения безопасности обслуживающего персонала расстояния между фазой и землей в тех местах, где это необходимо, должны быть увеличены. Поэтому вне зависимости от класса рабочего напряжения минимальные расстояния от неогражденных токоведущих частей до земли увеличиваются на 270 см. Расстояние от нижней кромки диэлектрической части изоляторов до земли должно быть не менее 250 см. Минимальные расстояния между токоведущими частями и ограждениями, зданиями или сооружениями увеличиваются на 200 см. Минимальные расстояния от токоведущих частей до транспортируемого оборудования увеличиваются на 75 см.

Провода воздушных линий электропередачи должны быть изолированы друг от друга и от земли. Для этого они с помощью изоляторов подвешиваются на опорах таким образом, чтобы соблюдались определенные расстояния между проводами, а также между каждым из проводов и землей. Таким образом, изоляцию линий электропередачи образуют воздушные промежутки и изоляторы.

В связи с тем, что изоляторы во время эксплуатации загрязняются и увлажняются, что может существенно снижать их разрядные напряжения, а на опорах провода ближе всего подходят к заземленным металлическим конструкциям, опоры в отношении изоляции являются слабыми точками линии электропередачи, и ее надежная работа во многом определяется правильным выбором числа изоляторов в гирляндах и изоляционных расстояний между проводами и опорой.

По расчетному значению разрядного напряжения $U_{\text{расч}}$ и опытным кривым разрядных напряжений промежутка провод — опора определяется минимально необходимая длина воздушного промежутка. Полное изоляционное расстояние провод — опора складывается из наименьшей длины воздушного промежутка и значения горизонтального отклонения провода под действием ветра.

Выбор расстояния провод — опора связан не только с электрической прочностью изоляции. Реально он определяется условиями безопасности при проведении работ на опоре без отключения линии. Например, для линий 330 кВ безопасность обеспечивается при расстоянии от проводов (или арматуры) до ближайших частей опоры не менее 3,5 м.

Промежуток провод — земля выбирается по уровню действующих напряжений, исходя из условия безопасного проезда транспортных средств высотой 4 м под линией в точке наибольшего провеса проводов, а для линий электропередачи напряжением 750 и 1150 кВ исходя из допустимого значения напряженности электрического поля под линией на высоте 1,8 м. При выбранных таким образом расстояниях между проводами и землей пробой на землю или транспорт практически исключаются как при внутренних, так и при грозовых перенапряжениях.

При выборе изоляционных расстояний необходимо учитывать и экологическое влияние воздушных линий и распределительных устройств.

Для реальных промежутков на подстанциях и линиях электропередачи характерно резко неоднородное распределение напряженности электрического поля вдоль промежутка. В этом случае возникающие у электрода с высокой напряженностью поля лавины электронов и каналы разрядов не пересекают весь промежуток, а сосредотачиваются у этого электрода, образуя свечение вокруг него — коронный разряд.

Коронный разряд создает помехи радио- и телевизионному приему, а также акустический шум. Наиболее сильные радиопомехи и акустический шум возникают при коронировании линий сверхвысокого напряжения во время дождя и снега. В хорошую погоду помехи возрастают при загрязнении проводов.

Для линий электропередачи напряжением 110 и 220 кВ наименьшие диаметры проводов, при которых исключается корона в хорошую погоду, составляют соответственно 1,2 и 2,4 см (при нормальных атмосферных условиях).

При номинальных напряжениях 330 кВ и выше необходимы провода еще большего диаметра, во многих случаях превышающего диаметр, выбранный из условия передачи по линии заданной мощности. В таких случаях целесообразно иметь провода, площадь поперечного сечения которых по проводящему материалу и диаметру независимы. Это так называемые «расширенные» провода. Они имеют диаметр, при котором обеспечивается необходимое снижение напряженности поля на их поверхности, а для сокращения площади поперечного сечения делаются полыми или со стеклопластиковой сердцевиной.

Другое решение состоит в применении расщепленных проводов фаз. В этом случае каждая фаза линии состоит вместо одного провода большого диаметра из нескольких параллельных проводов относительно малого диаметра. В такой конструкции фазы удастся при требуемом суммарном сечении проводов существенно уменьшить максимальную напряженность поля на их поверхности (рис. 15.5).

Электрическое поле воздушной линии электропередачи может оказывать на человека физиологическое влияние, воздействуя на функциональное состояние центральной нервной системы, сердечно-сосудистой системы и внутренних органов.

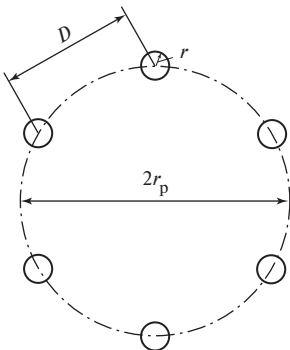


Рис. 15.5. Характеристики расщепленной фазы:

r_p — радиус расщепления фазы; r — радиус провода; D — расстояние между проводами фазы

При прикосновении к незаземленным металлическим предметам, сельскохозяйственным машинам и транспортным средствам человек может подвергаться воздействию кратковременных электрических разрядов, особенно опасных во время возникновения на линии перенапряжений. Степень воздействия на человека электрического поля и разрядов возрастает с увеличением напряженности поля под линией.

У нас в стране для персонала, обслуживающего подстанции и линии сверхвысокого напряжения, установлены предельно допустимые продолжительности пребывания в электрическом поле. При выполнении условий, указанных ниже, в течение суток происходит самовосстановление физиологического состояния организма без каких-либо остаточных явлений:

Напряженность электрического поля, кВ/м	5	10	15	20	25
Допустимые продолжительности пребывания человека в электрическом поле в течение суток, мин	Без ограничений	180	90	10	5

На подстанциях по результатам измерений составляются карты распределения напряженностей электрического поля по территории открытого распределительного устройства, которыми пользуются при проведении работ. Если напряженность поля на рабочем месте превышает 25 кВ/м или продолжительность работы превышает допустимое время пребывания в электрическом поле, то работы производятся с применением средств защиты, например, экранирующей одежды. Средства защиты применяются также в том случае, если не исключена возможность воздействия на работающего электрических разрядов с незаземленных металлических объектов.

В электрическом поле воздушной линии помимо электротехнического персонала могут находиться местные жители, а также животные. В связи с этим, напряженность электрического поля под линией не должна превышать 15 кВ/м в населенной и 20 кВ/м в ненаселенной местностях.

С целью регламентации работ в полосе отчуждения линии электропередачи и около нее установлены так называемые зоны влияния. Границы зоны влияния линий 750 кВ проходят на расстоянии 40 м от проекции на землю крайних проводов. В зоне влияния запрещается строительство загонов для скота и птицы, складирование материалов и горючего, а также установка различного рода металлических баков. Металлические ограждения, опоры для винограда, хмеля и т.п. в полосе до 100 м по обе стороны от оси линии электропередачи подлежат заземлению. Установка палаток, фургонов, полевых станков допускается не ближе 60 м от крайних проводов линии.

15.3.3. Внутренняя изоляция

Характерная для внутренней изоляции зависимость пробивного напряжения $U_{\text{пр}}$ от времени приложения напряжения показана на рис. 15.6. Сложный вид этой зависимости объясняется тем, что при разных временах процессы в изоляции, приводящие к пробое, имеют различную физическую природу.

В диапазоне *I* от единиц микросекунд до нескольких миллисекунд в изоляции возможен чисто электрический пробой.

При времени воздействия свыше 1 мс — диапазон *II* — проявляется влияние твердых частиц примесей, неизбежно присутствующих в технически чистых диэлектриках. Чем дальше успевают сместиться частицы за время воздействия напряжения, тем больше вероятность появления их в той области изоляции, где напряженность поля достаточно велика для начала развития разряда с частицы. Следовательно, пробивное напряжение $U_{\text{пр}}$ будет снижаться по мере увеличения времени воздействия напряжения.

Следующий участок кривой *III* область теплового пробоя. В зависимости от размеров и свойств изоляции и температуры окружающей среды он может занимать диапазон от десятков секунд до нескольких часов.

Последний участок *IV* зависимости соответствует временам воздействия напряжения от нескольких минут или часов до 10—15 лет и более. Это область, в которой пробой постепенно подготавливается медленно протекающими процессами электрического старения изоляции. Эти процессы возникают под действием электрических полей и вызывают необратимое ухудшение диэлектрических свойств изоляции. Интенсивность процессов старения может быть очень малой, поэтому время, необходимое для постепенного разрушения изоляции до пробоя, может исчисляться годами. Главной причиной такого старения являются частичные разряды. В частности, они могут возникать в газовых включениях (порах,

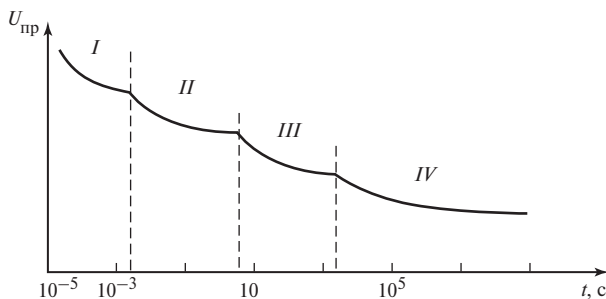


Рис. 15.6. Зависимость пробивного напряжения $U_{\text{пр}}$ внутренней изоляции от времени воздействия напряжения

трещинах, кавернах), оставшихся в изоляции при изготовлении или появившихся в процессе эксплуатации.

Электрическая прочность внутренней изоляции при всех временах должна быть выше возможных в эксплуатации электрических воздействий. Пример правильного согласования уровней электрической прочности изоляции с уровнями воздействия напряжений показан на рис. 15.7.

При выборе внутренней изоляции надо учитывать не только электрические, но и другие воздействия.

К числу важнейших относятся, прежде всего, тепловые воздействия, которые обусловлены выделением тепла в активных частях оборудования (в проводниках и магнитопроводах), а также диэлектрическими потерями в самой изоляции. Эти воздействия могут значительно ускорять химические процессы в изоляции, которые ведут к постепенному ухудшению ее свойств.

Механические нагрузки разного рода для внутренней изоляции опасны тем, что могут явиться причиной появления в твердых материалах микротрещин, в которых затем под действием сильного электрического поля возникнут частичные разряды, что ускорит процесс старения изоляции.

Появление влаги в изоляции приводит к резкому снижению сопротивления утечки, так как во влаге содержатся растворенные и диссоциированные примеси, т.е. свободные ионы. Уменьшение сопротивления утечки опасно тем, что это приводит к росту диэлектрических потерь. Вследствие этого снижается напряжение теплового пробоя и, кроме того, происходит дополнительный нагрев изоляции, что влечет за собой ускорение темпов теплового старения.

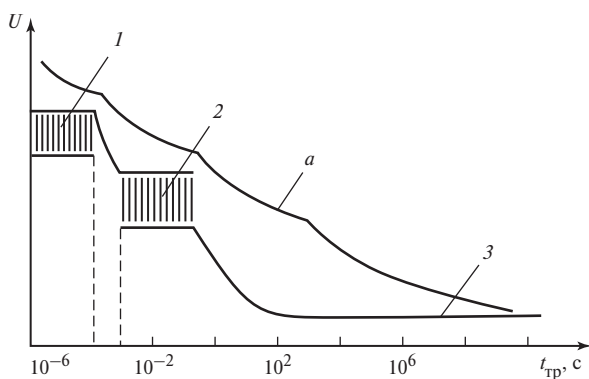


Рис. 15.7. Согласование зависимости электрической прочности внутренней изоляции от времени воздействия напряжения:

кривая a — электрическая прочность изоляции; 1 — диапазоны длительностей и амплитуд грозовых перенапряжений; 2 — диапазоны длительностей и амплитуд коммутационных перенапряжений; $t_{\text{тр}}$ — требуемый срок службы изоляции; 3 — рабочее напряжение

Даже относительно небольшое увлажнение минерального масла (несколько десятков граммов влаги на тонну масла) приводит к значительному уменьшению электрической прочности маслонаполненной изоляции при длительном воздействии напряжения (в течение нескольких секунд и более).

Маслобарьерная изоляция

Основу *маслобарьерной изоляции* (МБИ) составляет минеральное (трансформаторное) масло, которое как маловязкая жидкость легко заполняет изоляционные промежутки с электродами любой конфигурации и обеспечивает хорошее охлаждение конструкции за счет самопроизвольной или принудительной циркуляции.

С целью повышения электрической прочности МБИ в масляных промежутках устанавливают барьеры из электрокартона толщиной 2,0—3,0 мм, покрывают электроды полимерными материалами или наносят на них слои бумажных лент. Барьеры повышают электрическую прочность МБИ на 30—50 %.

К достоинствам МБИ относятся сравнительная простота конструкции и технологии ее изготовления, интенсивное охлаждение активных частей трансформаторов (обмоток, магнитопроводов), а также возможность восстановления качества изоляции в эксплуатации путем сушки конструкции и замены масла.

Недостатками МБИ являются меньшая, чем у бумажно-масляной изоляции, электрическая прочность, пожаро- и взрывоопасность конструкции, необходимость специальной защиты от увлажнения в процессе эксплуатации.

Маслобарьерная изоляция, как уже отмечалось, используется в качестве главной изоляции, т.е. изоляции между обмотками разного напряжения, а также между обмотками и заземленными элементами конструкции, в силовых трансформаторах с номинальными напряжениями от 10 до 1150 кВ, в автотрансформаторах и реакторах высших классов напряжения.

Бумажно-масляная изоляция

Исходными материалами для изготовления бумажно-масляной изоляции (БМИ) служат кабельная или конденсаторная бумага и минеральное масло (трансформаторное, кабельное, конденсаторное).

Бумажно-масляная изоляция многослойная. В такой изоляции случайный дефект твердого диэлектрика (бумаги) заведомо ограничен пределами одного слоя и многократно перекрывается другими слоями; вероятность совпадения дефектов в нескольких слоях оказывается ничтожно малой.

После плотной намотки необходимого числа слоев бумаги изоляция подвергается сушке под вакуумом при температуре 100—120 °С до остаточного давления 0,1—10 Па. Затем под вакуумом производится пропитка тщательно дегазированным маслом.

В силу отмеченных особенностей структуры БМИ имеет высокую кратковременную и длительную электрические прочности при больших толщинах и объемах изоляционной конструкции. По этому показателю она превосходит все другие виды внутренней изоляции, используемые в широких промышленных масштабах.

К числу достоинств БМИ относятся малые диэлектрические потери при частоте 50 Гц, возможность механизации процесса наложения слоев бумаги, относительно низкая стоимость.

Недостатками БМИ являются невысокая допустимая рабочая температура (не более 90 °С), горючесть.

В настоящее время разновидности БМИ широко используются во многих видах оборудования высокого напряжения: в силовых конденсаторах разного назначения, во вводах на напряжения от 110 до 1150 кВ, в силовых кабелях с номинальными напряжениями от 35 до 500 кВ, в силовых трансформаторах, автотрансформаторах и реакторах (в качестве витковой изоляции), в измерительных трансформаторах тока высших классов напряжения.

Газовая и вакуумная изоляция

Применение газовой изоляции дает ряд преимуществ по сравнению с твердыми и жидкими диэлектриками. В частности, газовая изоляция отличается очень малыми диэлектрическими потерями и практически не изменяет своих свойств в процессе эксплуатации. Применение ее приводит к резкому снижению массы конструкции. В ряде случаев конструкция устройства упрощается и становится пожаробезопасной.

При увеличении давления электрическая прочность элегаза (SF_6) и воздуха становится выше электрической прочности твердых и жидких диэлектриков, например, минерального масла (рис. 15.8).

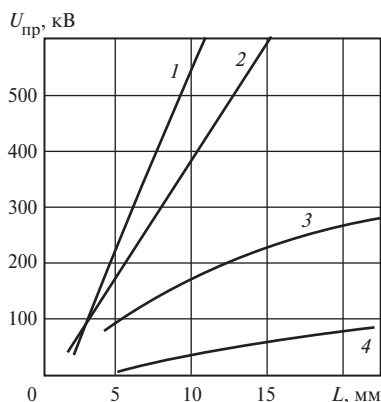


Рис. 15.8. Зависимость пробивного напряжения $U_{пр}$ от расстояния между электродами L :

1 — воздух, $p = 2,9$ МПа; 2 — элегаз, $p = 0,7$ МПа; 3 — трансформаторное масло; 4 — воздух при атмосферном давлении

Газы, используемые для изоляции установок высокого напряжения, должны быть химически стойкими в электрическом разряде и не должны выделять химически активных веществ; быть инертными и не вступать в реакции с материалами, в сочетании с которыми они применяются; обладать низкой температурой сжижения, допускающей их применение при повышенных давлениях, и высокой теплопроводностью. Помимо этого они должны быть негорючими и нетоксичными и иметь невысокую стоимость.

В настоящее время основной областью применения элегазовой изоляции являются комплектные распределительные устройства (КРУЭ) на напряжение 110—220 кВ, наибольшее рабочее давление элегаза в которых 0,3 МПа. Жесткость изоляционной конструкции с газом придают вставки, распорки и другие элементы, выполненные из твердых диэлектриков. Электрическая прочность такой комбинированной изоляции определяется напряжением перекрытия по поверхности твердого диэлектрика.

Если исключить плохой контакт изолятора с электродом и выровнять поле, придав изолятору соответствующую форму или использовать внутренний экран, то удастся в некоторых случаях получить разрядные напряжения по поверхности изолятора, близкие по значениям к пробивному напряжению чисто элегазового промежутка.

Промежутки, для которых произведение давления газа на межэлектродное расстояние лежит в пределах 0,01—0,2 кПа·см, считаются вакуумными промежутками. Возникновение разряда в них определяется практически только процессами на электродах. А интенсивность процессов на электродах — образование на них новых ионов и электронов, необходимых для развития разряда, зависит от энергии бомбардирующих их частиц. Поэтому в коротких промежутках, пробивное напряжение которых менее 100 кВ, электрическая прочность вакуумной изоляции может быть выше, чем газовой изоляции. При более высоких напряжениях энергия беспрепятственно ускоряемых в вакууме заряженных частиц достаточна для интенсивного освобождения новых ионов и электронов с поверхности электродов и пробивное напряжение промежутка перестает увеличиваться с ростом расстояния между электродами. Поэтому длинные вакуумные промежутки секционируют таким образом, чтобы приходящееся на одну секцию напряжение не превышало 100 кВ. Промежуток длиной 10 см из 10 секций по 1 см может выдержать напряжение 1 МВ. Такой же промежуток без секционирования не выдержит и 200 кВ.

Вакуумная изоляция используется в установках и приборах, где вакуум является рабочей средой. Это — ускорители, космические двигатели, электростатические сепараторы, электровакуумные приборы. Вакуумная изоляция применяется также в конденсаторах на 20—50 кВ, в выключателях, вакуумных разрядниках и реле. Использование вакуумной изоляции в выключателях представляет интерес благодаря быстрому восстановлению электрической прочности промежутка после пробоя (10^{-3} — 10^{-4} с); применение вакуумной изоляции в искровых реле позволяет получать

хорошие временные характеристики реле: нестабильность времени срабатывания меньше 10 нс.

Недостатком вакуумной изоляции являются конструктивные сложности получения высокого вакуума и сложная технологическая обработка токоведущих частей.

Твердая изоляция

Одной из особенностей твердой изоляции является возможность ее теплового пробоя вследствие затрудненного теплоотвода. Поэтому твердые диэлектрики должны обладать малыми диэлектрическими потерями, высокой нагревостойкостью и хорошей теплопроводностью.

В качестве твердой изоляции могут применяться:

неорганические материалы (электрофарфор, стеатит, стекло и стекло-текстолит, слюдяные изделия, асбест). Чаще всего эти материалы применяются для изоляции электрических машин относительно невысокого напряжения или в конструкциях аппаратов высокого напряжения при небольшой средней напряженности поля в твердой изоляции;

органическая изоляция, которая создается на основе целлюлозы, синтетических материалов или каучука. Основным недостатком изоляции на основе целлюлозы являются ее высокая гигроскопичность и низкая нагревостойкость. Для уменьшения гигроскопичности бумагу пропитывают лаками и смолами. Пропитанные термореактивной бакелитовой смолой и спрессованные листы бумаги после термообработки образуют монолитный материал с высокими механическими свойствами, называемый гетинаксом. Если же такой обработке подвергается хлопчатобумажная ткань, то получаемый материал называют текстолитом;

большой класс твердых изоляционных материалов — синтетические полимерные диэлектрики. Термопластичные материалы, размягчающиеся и плавящиеся при нагреве до нескольких сотен градусов, применяются для изготовления прессованных изделий и тонких пленок, полиэтилен нашел применение в качестве изоляции силовых кабелей и конденсаторов;

компаунды на основе эпоксидной смолы, которые являются термореактивными материалами. После нагрева они теряют пластичность, затвердевают и становятся нерастворимыми. Они используются для изготовления литой изоляции трансформаторов, аппаратов высокого напряжения, герметизированных распределительных устройств, генераторов и электрических машин.

15.4. Электрические воздействия на электрическую изоляцию

Воздействия на изоляционные конструкции не ограничиваются только рабочим напряжением оборудования и ЛЭП. В большинстве случаев выбор их габаритов определяется не рабочим напряжением, а воздействующими на изоляционные конструкции перенапряжениями — превышениями напряжения над рабочим (номинальным) уровнем. По природе

своего возникновения перенапряжения разделяются на внешние и внутренние. Первые возникают из-за воздействия на оборудование и ЛЭП ударов молнии — грозовые перенапряжения. Вторые определяются тем, что с электротехнической точки зрения и оборудование, и линии электропередачи могут рассматриваться как совокупности сосредоточенных или распределенных емкостей и индуктивностей, т.е. представляют из себя колебательные контуры. Любые же изменения (например, коммутации выключателями) в таких контурах сопровождаются колебательным процессом перехода контура из одного установившегося состояния (рабочего режима) в новое. Амплитуда возникающего в процессе колебаний напряжения может существенно превышать номинальное. Вызванные коммутациями *перенапряжения* называются *коммутационными*. Даже в установившемся режиме, но из-за распределенного характера индуктивного и емкостного сопротивлений длинной ЛЭП напряжение на ее конце в некоторых режимах работы может оказаться выше номинального, т.е. возникают установившиеся перенапряжения.

15.4.1. Грозовые перенапряжения и их ограничение

Молния представляет собой электрический разряд между облаком и землей или между облаками. Молнии предшествует процесс разделения и накопления электрических зарядов в грозовых облаках, происходящий в результате возникновения в облаках мощных восходящих воздушных потоков и интенсивной конденсации в них водяных паров.

По мере концентрации в нижней части облака электрических зарядов увеличивается напряженность электрического поля, и когда она достигает критического значения (20—24 кВ/см в зависимости от высоты облака над землей), происходит ионизация воздуха и в сторону земли начинает развиваться разряд молнии.

В средних широтах землю поражают 30—40 % общего числа молний, остальные 60—70 % составляют разряды между облаками или между разноименно заряженными частями облаков.

При ударе молнии в заземленные части подстанции (опоры, молниеотводы) на их сопротивлении из-за огромного тока (до 100 кА) возникает падение напряжения до нескольких миллионов вольт. Этого напряжения достаточно для перекрытия любых гирлянд изоляторов, в результате чего волна грозового перенапряжения прорывается на шины подстанции или на провода линии электропередачи. То же самое происходит и при попадании молнии в молниезащитные тросы вдоль линии электропередачи.

Даже при ударе молнии в землю вблизи линии электропередачи на ее проводах возникают значительные перенапряжения из-за электромагнитного взаимодействия контуров протекания токов молнии и ЛЭП. Воздушные ЛЭП испытывают ежегодно десятки ударов молнии в каждые 100 км линии.

Открытые распределительные устройства подстанций защищаются от прямых ударов молнии стержневыми молниеотводами, а линии электро-

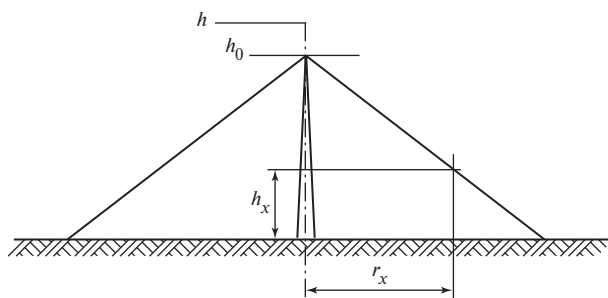


Рис. 15.9. Сечение зоны стержневого молниеотвода

передачи — тросовыми. Для защиты шинных мостов и гибких связей большой протяженности также могут применяться тросовые молниеотводы.

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой $h \leq 150$ м представляет собой круговой конус (рис. 15.9) с вершиной на высоте $h_0 = 0,85h$, сечение которого на высоте h_x имеет радиус r_x :

$$r_x = 1,5 \left(h - \frac{h}{0,92} \right).$$

По экономическим соображениям уровень изоляции подстанционного оборудования устанавливается ниже уровня изоляции линии. Поэтому импульсы напряжения, образующиеся при ударах молнии в линию и имеющие наибольшую амплитуду, равную импульсному напряжению линейной изоляции (или установленного на подходе к подстанции трубчатого разрядника), представляют опасность для подстанционного электрооборудования.

Импульсы грозовых перенапряжений, набегаящие на подстанцию, могут иметь разную форму.

Стандартизированный для расчета электрической изоляции импульс грозового перенапряжения имеет приведенную на рис. 15.10 форму, где $\tau_\phi = 1,2$ мкс, а $\tau_{\text{и}} = 50$ мкс. Кратко грозовой импульс обозначается 1,2/50 мкс.

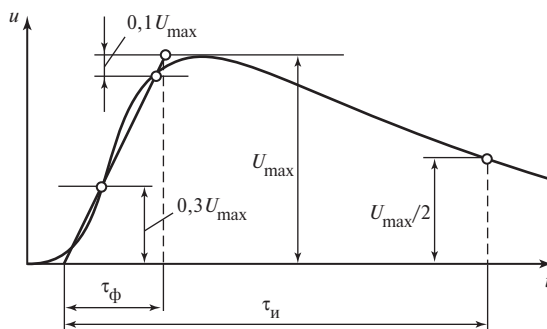


Рис. 15.10. Определение параметров грозового импульса:

τ_ϕ — длина фронта; $\tau_{\text{и}}$ — длина импульса

Защита изоляции оборудования от прорвавшегося на шины подстанции грозового импульса осуществляется разрядником (ограничителем перенапряжения), пробивное напряжение которого ниже пробивного напряжения изоляции оборудования. Разрядник устанавливается перед защищаемым оборудованием. Естественно, что пробивное напряжение защитного аппарата должно быть выше рабочего напряжения оборудования и тех коммутационных перенапряжений, которые изоляция оборудования должна выдерживать.

15.4.2. Коммутационные перенапряжения и их ограничение

Природа коммутационных перенапряжений определяется колебательными свойствами электрических сетей высокого напряжения, поэтому по форме они представляют из себя колебательные импульсы (рис. 15.11). Колебания напряжения происходят вокруг устанавливающегося после завершения переходного процесса значения напряжения. Кривая 1 относится к случаю, когда в результате коммутации в системе устанавливается рабочее напряжение, кривая 2 — к случаю, когда линия электропередачи (оборудование) отключаются от источников напряжения. Максимальные значения перенапряжений зависят от многих факторов, среди которых важную роль играют схема электрической сети, характеристики коммутирующих аппаратов (выключателей, разъединителей, короткозамыкателей и т.д.).

Коммутационные перенапряжения могут достигать $(3—3,5) U_{\phi}$. Опасность коммутационных перенапряжений состоит в том, что их значения в большинстве случаев превосходят уровни изоляции электроустановок 330 кВ $(2,7 U_{\phi})$, 500 кВ $(2,5 U_{\phi})$, 750 кВ $(2,1 U_{\phi})$ и 1150 кВ $(1,8 U_{\phi})$. Характерные длины фронтов импульсов коммутационных перенапряжений — сотни и тысячи микросекунд. Стандартизованная форма апериодического импульса, принятая для расчета электрической изоляции: время подъема

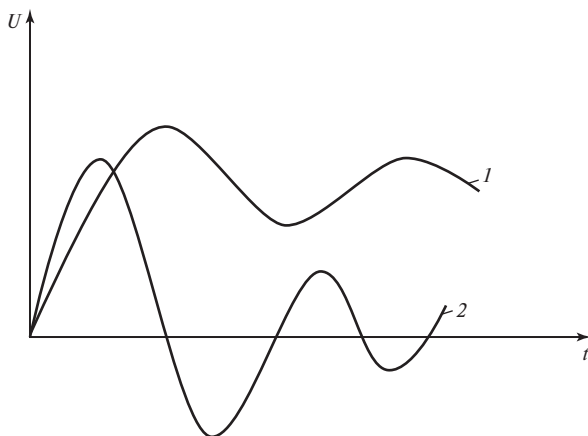


Рис. 15.11. Форма импульсов коммутационных перенапряжений

напряжения до максимума 250 ± 50 мкс, длительность импульса от начала до момента, когда напряжение понижается до половины максимального значения, 2500 ± 500 мкс. Кратко такой импульс обозначается как 250/2500 мкс.

Принудительное ограничение коммутационных перенапряжений является отличительной чертой электропередач сверхвысокого напряжения (СВН), хотя некоторые из используемых там защитных мероприятий применяются и в электроустановках с напряжением 220 кВ и ниже.

Технико-экономическое обоснование мер защиты от перенапряжений включает в себя оценку характеристик ущерба вследствие повреждения, простоя или внеочередного ремонта электрооборудования сети, а также вследствие порчи оборудования, брака продукции, нарушения технологического процесса у потребителей.

Защита от коммутационных перенапряжений основана на следующих принципах:

- на ограничении числа режимов, в которых могут возникать опасные перенапряжения, с помощью схемных мероприятий;

- на ограничении амплитуд установившихся перенапряжений переходного процесса;

- на ограничении амплитуд коммутационных перенапряжений с помощью вентильных разрядников или встроенных в выключатели шунтирующих сопротивлений.

15.5. Испытания изоляции электрооборудования

15.5.1. Испытания изоляции в процессе изготовления

Испытания изоляции повышенным напряжением позволяют выявить многие дефекты, особенно сосредоточенные, не обнаруживаемые иными методами. При этом дефектная изоляция пробивается. Вместе с тем приложение чрезмерно высокого напряжения или излишне большая его выдержка может вызвать появление повреждений даже в исправной изоляции.

Испытания внешней изоляции проводятся при переменном напряжении частотой 50 Гц, при коммутационных и грозовых импульсах.

Во время испытаний внутренней изоляции может одновременно измеряться ток утечки через изоляцию, что дает дополнительную информацию о состоянии изоляции. Если изоляция не пробилась, а значение тока утечки осталось постоянным или же несколько снизилось к концу испытаний, то это означает, что состояние изоляции вполне удовлетворительное. Если же ток утечки возрос, то в изоляции возможны дефекты, характер которых следует выяснить с помощью дополнительных испытаний.

Испытания переменным напряжением дают возможность судить о надежности изоляции при воздействии внутренних перенапряжений. Испытания изоляторов проводятся как в сухих условиях, так и под дождем (для наружной изоляции). Испытания переменным напряжением загрязненной

и увлажненной изоляции показывают ее работоспособность при рабочем напряжении.

Испытания коммутационными импульсами напряжения проводятся при положительной и отрицательной полярности импульсов. Испытания линейной изоляции проводятся также затухающими колебательными коммутационными импульсами 4000/7500 мкс. Испытания изоляторов проводятся в сухом состоянии и под дождем. Допускается замена испытаний коммутационными импульсами испытанием переменным напряжением.

Испытательные напряжения коммутационных импульсов для изоляции относительно земли установлены на 15 % выше амплитудного значения верхнего предела пробивного напряжения при промышленной частоте разрядников, используемых для ограничения внутренних перенапряжений. Этот интервал учитывает возможность уменьшения кратковременной прочности внутренней изоляции в условиях эксплуатации, отличие формы испытательного импульса от возможных воздействий в эксплуатации, снижение разрядных напряжений внешней изоляции при работе оборудования на высоте 1000 м и при температуре 35 °С.

Испытания грозowymi импульсами напряжения позволяют проверить способность изоляции противостоять грозowym перенапряжениям. Испытания проводятся при положительной и отрицательной полярности импульсов. Испытания проводятся только в сухих условиях, поскольку дождь и загрязнение при таких кратковременных воздействиях, как грозовые импульсы, практически не влияют на значения разрядных напряжений.

В связи со значительной дороговизной и тяжелыми эксплуатационными последствиями в случае аварии особенно ответственно относятся на заводах-изготовителях к выходным заводским испытаниям трансформаторов (автотрансформаторов, реакторов). При обычных испытаниях высоковольтными импульсами могут не выявиться небольшие повреждения продольной изоляции обмоток — проколы межкатушечной и межвитковой изоляции. Позднее в эксплуатации такие проколы разовьются в полное повреждение изоляции обмотки. Для их выявления на осциллографе записывают при импульсных испытаниях токи в нейтрали трансформатора и сравнивают их с типовыми, снятыми для исправного трансформатора такого же типа. По характеру осциллограмм удается определить не только характер повреждения изоляции обмоток, но и его место.

На заводе для каждого трансформатора измеряются тангенс угла диэлектрических потерь $\operatorname{tg} \delta$, сопротивление изоляции, емкостные характеристики обмоток, частичные разряды. Полученные на заводе значения в эксплуатации используются в качестве характеристик исходного состояния изоляции.

Обычно трансформаторы большой мощности отправляются с завода (для уменьшения требований к транспортной инфраструктуре) без масла в баках, заполненных сухим воздухом, азотом или углекислым газом, которые заменяются маслом после установки трансформатора на место. Перед первым включением трансформатора под напряжение контроли-

руют качество масла по его пробивному напряжению в стандартном разряднике, измеряют сопротивление изоляции, ее $\tan \delta$ и влажность.

Во время профилактических испытаний изоляции в эксплуатации проводятся те же измерения, что и при первом включении трансформатора в работу. При этом надо иметь в виду, что во время эксплуатации трансформатора неминуемо некоторое увлажнение его изоляции и допускаются существенно большие значения $\tan \delta$ в эксплуатации.

В последние годы в эксплуатации широко применяется контроль состояния изоляции и по уровню частичных разрядов и по химическому составу масла путем его контроля анализом на хроматографе. Имеется строгая и хорошо проверенная в исследованиях корреляция между видами частичных разрядов, процессами термического разложения масла и продуктами его разложения, четко выявляемыми при химическом анализе.

15.5.2. Профилактические испытания изоляции в эксплуатации

Из-за увлажнения, перегревов, механических нагрузок, перенапряжений с течением времени происходит общее старение изоляции электрооборудования или, как иногда говорят, в ней возникают распределенные дефекты. В изоляции также появляются различные местные дефекты (например, трещины), иначе называемые сосредоточенными. Выявление дефектов производится с помощью профилактических испытаний во время эксплуатации электрооборудования.

К одной из групп профилактических методов контроля относятся так называемые неразрушающие испытания, при которых используются малые напряжения и различные косвенные способы оценки характеристик изоляции (изменения сопротивления, $\tan \delta$, емкости и др.). Другую группу составляют испытания с использованием напряжения, повышенного по сравнению с рабочим и вызывающего ускоренное разрушение изоляции в дефектном месте, поэтому их часто называют разрушающими. Существенный недостаток таких испытаний состоит в том, что приложение повышенного напряжения не исключает появления дефекта, который впоследствии может привести к пробое изоляции при рабочем напряжении во время эксплуатации.

Основной задачей профилактических испытаний является выявление развивающихся дефектов, с тем чтобы своевременно заменить электрооборудование с дефектной изоляцией. Периодичность и нормы испытаний устанавливаются соответствующими ГОСТ и ведомственными инструкциями для каждого вида электрооборудования.

Низкие абсолютные значения сопротивления изоляции могут указывать не только на увлажнение изоляции, но и на ее загрязнение, а также могут свидетельствовать о появлении грубых сосредоточенных дефектов, например, растрескивания или проколов изоляции.

При переменном напряжении контроль качества изоляции осуществляется с помощью измерений емкости.

Измерение тангенса угла диэлектрических потерь ($\operatorname{tg} \delta$) является одним из основных и наиболее распространенных методов контроля изоляции электрооборудования высокого напряжения, поскольку распределенные дефекты (увлажнение, ионизация газовых включений) в первую очередь, вызывают увеличение диэлектрических потерь. Измеренное значение $\operatorname{tg} \delta$ дает представление о качестве изоляции, а характер изменения $\operatorname{tg} \delta$ при периодических измерениях позволяет судить об ухудшении свойств изоляции.

15.5.3. Испытательное оборудование

Назначение *испытательного оборудования* — генерация необходимых по амплитуде, форме и длительности напряжений, имитирующих воздействующие на электрическую изоляцию в эксплуатации переменное напряжение, импульсы грозовых и внутренних перенапряжений.

Для получения высоких испытательных напряжений частотой 50 Гц применяется каскадное включение испытательных трансформаторов, при котором обмотки высокого напряжения трансформатора включаются последовательно, а питание каждого последующего трансформатора осуществляется через предыдущий. На рис. 15.12 показана схема соединения обмоток наиболее распространенного в настоящее время каскада, состоящего из трех трансформаторов на напряжение 750 кВ. Поскольку опорно-изоляционная конструкция каскада трансформаторов имеет значительную высоту, для более равномерного распределения напряжения по ней на металлические рамы, связывающие между собой опорные изоляторы, подаются определенные потенциалы от элементов каскада. При этом, чтобы предотвратить коронирование металлических конструкций и соединений, на них устанавливаются экраны, радиус которых увеличивается с ростом потенциала.

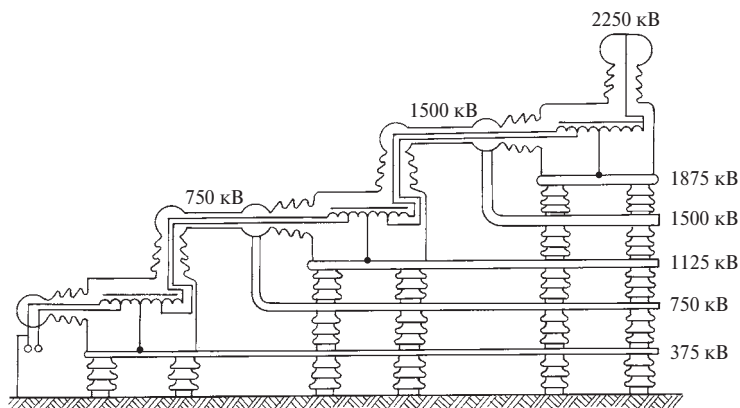


Рис. 15.12. Схема соединений обмоток трансформаторов каскада 3×750 кВ

Для генерирования колебательных коммутационных импульсов также может быть использован каскад трансформаторов. Но обмотка низкого напряжения испытательного трансформатора возбуждается от двух встречно включенных колебательных контуров по схеме рис. 15.13, а. Предварительно заряжаются до одинакового напряжения два конденсатора C_1 и C_2 , потом управляющим импульсом напряжения пробивается шаровой разрядник и начинается колебательный разряд в контурах $C_1—L_1$ и $C_2—L_2$. Собственные частоты контуров выбираются существенно различными и в результате на обмотку низкого напряжения испытательного трансформатора подается колебательный импульс напряжения, равный сумме колебаний в двух контурах и показанный сплошной линией на рис. 15.13, б. Импульс такой же формы появляется и на выводе высокого напряжения каскадного трансформаторов. Пример внешнего вида каскада испытательных трансформаторов на напряжение 3,0 МВ приведен на рис. 15.14.

Принцип действия *генераторов импульсных напряжений* (ГИН) (рис. 15.15) заключается в том, что параллельно включенные и заряженные от выпрямительной установки конденсаторы переключаются на последовательное соединение, при котором напряжения складываются. Переключение производится с помощью искровых промежутков (см. п. 5.6.3).

Для получения аperiodических коммутационных импульсов с длительностью фронта до 1000 мкс применяются эти же генераторы импульсных напряжений. Увеличение длительности фронта достигается включением большого сопротивления и дополнительной емкости, параллельной объекту испытания. Пример импульсного генератора на напряжение 6,0 МВ и разряда с него в процессе испытания внешней изоляции оборудования приведен на рис. 15.16 (см. стр. 568).

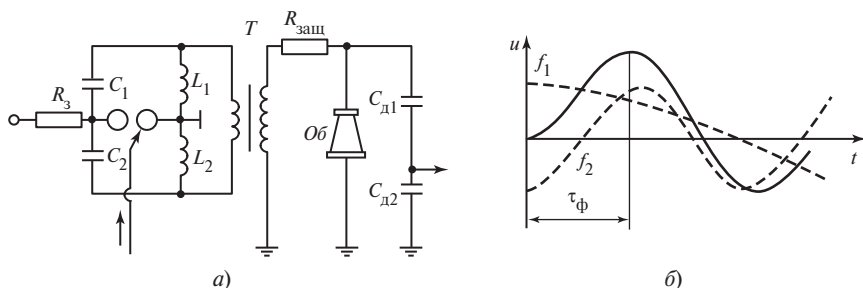


Рис. 15.13. Схема генерирования колебательных коммутационных импульсов (а) и форма колебательного коммутационного импульса (б):

C_1, C_2 — конденсаторы колебательных контуров; L_1, L_2 — индуктивности колебательных контуров; R_3 — зарядное сопротивление; T — испытательный трансформатор; $R_{\text{защ}}$ — защитное сопротивление; $Об$ — испытуемый объект; C_{d1}, C_{d2} — конденсаторы измерительного делителя напряжения; f_1 — частота колебаний контура $C_1—L_1$; f_2 — частота колебаний контура $C_2—L_2$; τ_ϕ — длина фронта испытательного импульса.



Рис. 15.14. Каскад испытательных трансформаторов на напряжение 3,0 МВ

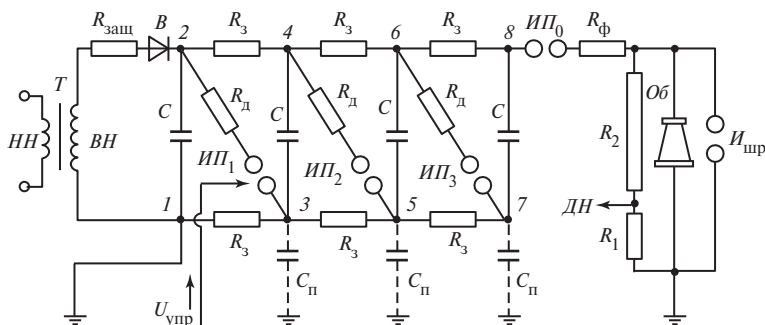


Рис. 15.15. Принципиальная схема генератора импульсных напряжений:

T — зарядный трансформатор; $R_{\text{зашч}}$ — защитное сопротивление; B — выпрямитель; C — емкость ступеней генератора; $R_з$ — зарядное сопротивление; $C_п$ — паразитные емкости; $U_{\text{упр}}$ — управляющий импульс напряжения; $R_д$ — демфирующее сопротивление; $R_ф$ — фронтовое сопротивление; $ДН$ — делитель напряжения; R_1, R_2 — сопротивления делителя напряжения; $Об$ — испытуемый объект; $ИП_1, \dots, ИП_n$ — искровые промежутки ступеней ГИН; $ИП_0$ — выходной искровой промежуток; $I_{\text{шпр}}$ — шаровой измерительный разрядник

15.6. Перспективные направления развития техники высоких напряжений

15.6.1. Особенности проектирования изоляции оборудования постоянного тока

Напряжение постоянного тока до настоящего времени не нашло заметного применения в электроэнергетике. Случаи его применения ограничиваются вставками постоянного тока и то не очень высоких классов напряжения. При этом сами линии электропередачи остаются линиями переменного напряжения. Но перспективные проработки строительства линий электропередачи постоянного сверхвысокого напряжения ведутся. С точки зрения ТВН, как научной дисциплины, при таких перспективных проработках следует учитывать следующее.

Электрическая прочность однородных видов изоляции — газовой, вакуумной, жидкой, твердой — при воздействии на них постоянного напряжения практически равна электрической прочности при воздействии на изоляцию переменного напряжения (его амплитудного значения). Специфика поведения изоляции при постоянном напряжении начинает проявляться в двух случаях.

Первый случай — это когда изоляция представляет из себя комбинацию последовательно расположенных слоев диэлектрика. При переменном напряжении распределение напряжений, приходящихся на отдельные слои, определяется емкостью этих слоев, т.е. значениями диэлектриче-



Рис. 15.16. Генератор импульсных напряжений на напряжение 6,0 МВ

ских постоянных материала диэлектрика этих слоев. При постоянном напряжении распределение напряжений по слоям будет обратно пропорционально их активным проводимостям и соответственно может существенно отличаться от распределения при переменном напряжении. Это надо учитывать и при желании повышать пробивное напряжение изоляционных конструкций, состоящих из последовательно соединенных элементов, путем принудительного перераспределения напряжений между

отдельными элементами. Например, это относится к опорным конструкциям преобразовательных подстанций постоянного тока. Если необходимое распределение не обеспечивается активными сопротивлениями выпрямительных блоков, включая активное сопротивление жидкости, используемой для отвода тепла от тиристоров, то необходимо дополнительное параллельное включение к элементам конструкции активных шунтирующих сопротивлений.

Возникающие же на проводах линий электропередачи постоянного тока или на конструкциях преобразовательных подстанций импульсные перенапряжения будут распределяться по их элементам так же, как и при переменном напряжении, и учитываются при выборе изоляции так же, как и для оборудования переменного напряжения.

Второй случай — это когда во внутренней изоляции присутствуют проводящие загрязнения. Как правило, эти частицы в итоге приобретают заряд. И если при переменном напряжении за время воздействия полуволны одной полярности они не успевают заметно сместиться, то при длительном воздействии постоянного напряжения они устойчиво, хотя и медленно, будут дрейфовать к электроду с противоположным зарядом. В результате вблизи этого электрода может существенно усилиться напряженность электрического поля, что приведет к возникновению и развитию разряда. Особенно это явление проявляется в элегазовой изоляции оборудования постоянного тока. Проводящие загрязнения или даже отдельные заряды, появляющиеся в изоляции из-за возникновения частичных разрядов, могут осаждаться на поверхности твердых изоляторов в элегазовом оборудовании, искажать распределение электрического поля и резко снижать напряжение перекрытия вдоль поверхности изоляторов.

Подходы же к координации изоляции, выбору испытательных напряжений и процедурам испытания для оборудования постоянного тока те же, что и для оборудования переменного тока. При конструировании же изоляции отдельных видов оборудования необходимо учитывать отмеченную специфику поведения изоляции при воздействии на нее напряжения постоянного тока.

15.6.2. Особенности проектирования изоляции оборудования ультравысокого напряжения

В реальном промышленном масштабе в настоящее время в России используются линии электропередачи переменного тока с номинальным напряжением 750 кВ и оборудование для них. Еще в СССР были впервые в мире решены научные вопросы создания конструкций и линий электропередачи и оборудования для них как для номинального напряжения 1150 кВ переменного тока, так и 1500 кВ постоянного тока. Более того,

опытный участок линии электропередачи напряжением 1150 кВ и образцы промышленного оборудования для него были изготовлены, испытаны и введены в опытную эксплуатацию. Образцы подтвердили свои необходимые технические характеристики. На этом в России работы по промышленному освоению этих классов напряжения приостановились. Причины остановки — организационно-экономические, но не научно-технические.

Представляется, что для условий России с ее территориальным размещением источников энергоресурсов и мест их потребления промышленное освоение классов напряжения 1150 и 1500 кВ крайне целесообразно по мере укрепления и развития экономики страны.

Есть ли перспектива появления потребности освоения более высоких классов напряжения, в частности, ультравысокого напряжения 1800 кВ переменного тока? Существуют ли технические возможности создания конструкций линий электропередачи и оборудования на этот класс напряжения и каковы особенности проектирования изоляции для ЛЭП такого класса напряжения? Какие же могут быть ответы на все эти вопросы?

Возникновение самого вопроса о возможности технической реализации оборудования ультравысокого напряжения определяется прежде всего насыщающимся характером зависимости электрической прочности воздушной изоляции от межэлектродного расстояния при больших длинах промежутка (кривые 1 на рис. 15.3 и 15.4). Даже для небольшого увеличения разрядного напряжения необходимо резкое увеличение межэлектродного расстояния. Гирлянды подвесных изоляторов, опоры ЛЭП и оборудование становятся и технически почти нереализуемыми и экономически нерентабельными.

Единственный путь решения проблемы при переходе на новый более высокий класс напряжения — это переход к новому сверхнизкому уровню изоляции, т.е. к сверхглубокому уровню ограничения воздействующих на изоляцию перенапряжений. Если для напряжения 1150 кВ уровень ограничения коммутационных перенапряжений (отношение допускаемого их уровня к максимальному значению фазного рабочего напряжения) был приемлем 1,8, то для напряжения 1800 кВ этот уровень должен быть не выше 1,5. Но тогда резко возрастают требования к ограничивающим перенапряжения аппаратам. При очень близких уровнях рабочего напряжения и перенапряжения аппарат должен практически не пропускать через себя ток при первом и пропускать больший ток при втором и не перегреваться при большом уровне рассеиваемой энергии перенапряжений. Для этого должны быть существенно повышены нелинейность, стабильность и термостойкость материала ограничителей перенапряжений.

Не меньшие проблемы возникают и при проектировании внутренней изоляции оборудования. Габариты и масса трансформаторного оборудования, силовых реакторов уже при напряжении 1150 кВ с трудом вписыва-

ются в возможности существующей инфраструктуры транспортных сетей. Использование в оборудовании 1800 кВ тех же значений рабочей напряженности поля, что и в оборудовании 1150 кВ, приведет к невозможности вписаться в транспортные сети ни по массе оборудования, ни по его габаритам. Тогда оборудование должно доставляться с заводоизготовителей на место эксплуатации по частям, а на месте эксплуатации должны быть созданы условия, как и на заводе-изготовителе для сборки и испытаний оборудования. Принципиально такой вариант поставок оборудования возможен, но очень дорог и совершенно пока не отработан по обеспечению достаточной надежности оборудования.

Другой вариант — дальнейшее повышение рабочих напряженностей в изоляции оборудования с учетом сверхглубокого ограничения перенапряжений. Это потребует серьезных исследований поведения изоляции при повышенных уровнях напряженности поля в ней, резкого улучшения технологии ее изготовления, применения новых материалов. Сближение уровней напряженности поля при рабочем напряжении и при перенапряжениях приводит к тому, что выбор изоляции определяется уже исключительно допустимым значением рабочей напряженности электрического поля. Эта ситуация называется переходом к проектированию оборудования по естественному уровню его изоляции.

Контрольные вопросы

1. Какие вопросы рассматриваются в курсе ТВН?
2. Опишите конструкции испытательного оборудования.
3. Объясните механизм нарушения электрической изоляции.
4. Что такое внутренняя и внешняя изоляции?
5. Какие существуют характеристики отдельных видов изоляции?
6. Объясните природу перенапряжений.
7. Назовите виды испытания изоляции.

Литература для самостоятельного изучения:

- 15.1. Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Техника высоких напряжений. М.: Энергоатомиздат, 1986.
- 15.2. Электрические аппараты высокого напряжения / Г.Н. Александров и др. СПб.: Изд-во СПбГТУ, 2000.
- 15.3. Кучинский Г.С., Кизеветтер В.Е., Пинталь Ю.С. Изоляция установок высокого напряжения. М.: Энергоатомиздат, 1987.
- 15.4. Александров Г.Н., Иванов В.Л. Изоляция электрических аппаратов высокого напряжения. Л.: Энергоатомиздат, 1984.

Глава шестнадцатая

СВЕРХПРОВОДИМОСТЬ

Содержание

- 16.1. Общие сведения
- 16.2. Основные виды сверхпроводникового (СП) оборудования
 - Введение
 - 16.2.1. Кабельные линии электропередачи
 - 16.2.2. Трансформаторы
 - 16.2.3. Ограничители токов КЗ
 - 16.2.4. Индуктивные и кинетические накопители энергии
 - 16.2.5. Электрические машины
- 16.3. Ситуация с освоением СП-техники в электроэнергетике России
- Контрольные вопросы
- Литература для самостоятельного изучения

16.1. Общие сведения

Сверхпроводимость — явление, заключающееся в том, что у определенных химических элементов, соединений, сплавов при их охлаждении ниже определенной температуры наблюдается переход из нормального в так называемое сверхпроводящее состояние, в котором их электрическое сопротивление постоянному току полностью отсутствует. При этом переходе структурные свойства этих сверхпроводников остаются практически неизменными. Электрические и магнитные свойства в сверхпроводящем состоянии резко отличаются от этих свойств в нормальном режиме.

Явление сверхпроводимости было открыто Г. Камерлинг-Оннесом в 1911 г. при исследовании ртути. Он обнаружил, что при охлаждении ртутной проволоки ниже 4 К (-270°C) ее сопротивление скачком обращается в нуль. Нормальное же состояние восстанавливается при пропускании через проволоку достаточно сильного тока или при помещении в достаточно сильное магнитное поле.

В 1933 г. Ф.В. Мейснером было обнаружено другое важное свойство сверхпроводников — внешнее магнитное поле, меньшее некоторого критического значения, не проникает в глубь проводника, имеющего форму бесконечно сплошного цилиндра, ось которого направлена вдоль поля, и отлично от нуля лишь в тонком поверхностном слое.

В разработку теории сверхпроводимости большой вклад внесли отечественные ученые Л.Д. Ландау, В.Л. Гинзбург, А.А. Абрикосов, Л.П. Горьков.

Различают *низкотемпературную* и *высокотемпературную сверхпроводимости*.

Низкотемпературная сверхпроводимость достигается при охлаждении определенных материалов жидким гелием при уровне температур 4 К (точнее 4,2 по Кельвину, эта температура кипения жидкого гелия при нормальном давлении). Высокотемпературная сверхпроводимость достигается при охлаждении определенных материалов жидким азотом при температуре 77 К (точнее 77,3 по Кельвину или $-195,7^{\circ}\text{C}$).

Сильноточная прикладная низкотемпературная сверхпроводимость (НТСП) имеет более чем сорокалетнюю историю. Основные технические НТСП-материалы, разработанные в конце 70-х и начале 80-х годов и используемые в настоящее время, представлены двумя подгруппами:

неупорядоченными деформируемыми сплавами ниобий-титан (Nb-Tc) с критической температурой $T_k = 9,6$ К и критическим магнитным полем с индукцией $B_k = 12$ Тл, они имеют плотность критического тока $3 \cdot 10^5$ А/м² при рабочей температуре 4,2 К в магнитном поле с индукцией $B = 5$ Тл;

интерметаллическими соединениями Nb₃Sn с критической температурой $T_k = 18,3$ К, критическим магнитным полем с индукцией 24 Тл, характеризуются более высокой плотностью критического тока 10^9 А/м² при рабочей температуре 4,2 К в магнитном поле с индукцией 10 Тл.

На базе этих материалов были изготовлены опытные образцы различных электротехнических устройств: электрических турбогенераторов, накопителей электрической энергии, кабелей, трансформаторов и др., испытаниями которых были подтверждены их ожидаемые свойства. Вместе с тем, высокая стоимость криогенной системы, требующейся для получения температуры 4,2 К жидкого гелия, стоимость эксплуатационных расходов и недостаточная надежность не позволили этим устройствам получить практическое применение в сильноточной электротехнике.

В других областях, например в медицине (в томографах), НТСП-технологии получили достаточно широкое и практическое коммерчески выгодное применение.

Большие надежды на практическое применение сверхпроводимости в электроэнергетике связаны с открытием в 1986 г. высокотемпературной сверхпроводимости (ВТСП). Жидкий азот, применяемый для охлаждения ВТСП-материалов, существенно более дешевый хладагент, чем гелий, его производство освоено в промышленных масштабах.

ВТСП-материалы подразделяются на материалы первого и второго поколений.

Материалы первого поколения созданы на базе сверхпроводников семейства висмутовых купратов (Bi-2223) со структурой слоистого перовскита с критическими параметрами $T_k = 110$ К, $B_k \geq 100$ Тл. Плотность

критического тока при 77 К немного превышает 10^8 А/м², рабочие токи единичных проводников (4—5 мм шириной, 0,2—0,3 мм толщиной) составляет 40—150 А.

На базе этих проводников уже созданы опытные образцы разнообразных устройств: кабелей, ограничителей токов короткого замыкания (КЗ), трансформаторов, синхронных компенсаторов, электродвигателей.

Есть, однако, два обстоятельства, заметно ограничивающих использование ВТСП-материалов первого поколения. Очевидно, что в ближайшем будущем предпочтительной рабочей температурой будет являться 77,3 К. Висмутовые провода (Bi-2223) в этих условиях могут работать в магнитных полях, перпендикулярных плоскости ленты и не превышающих 0,3 Тл. При этом плотность тока составляет лишь $2—4 \cdot 10^8$ А/м², что обеспечивает практическое использование ВТСП-материалов первого поколения для электрических кабелей, и, возможно, ограничителей токов КЗ, где амплитуда индукции магнитного поля, как правило, не выше 0,2—0,3 Тл.

Второе обстоятельство касается проблем цена/качество ВТСП-проводов первого поколения. Для широкомасштабного использования в электроэнергетике сверхпроводникового оборудования даже с учетом вышеизложенного ограничения по значению магнитной индукции, стоимость ВТСП-провода должна быть соизмерима со стоимостью меди.

В настоящее же время стоимость ВТСП-проводов первого поколения составляет 6—8 стоимостей медных и по оценкам фирм-производителей не опустится ниже 3—4 их стоимостей.

Все надежды на широкомасштабное промышленное использование в электроэнергетике сверхпроводниковых технологий и оборудования связывают с так называемыми ВТСП-материалами второго поколения, производство которых осваивается в США, Японии, странах ЕС, Южной Кореи, КНР и др.

Основу ВТСП-материалов второго поколения составляют иттриевая керамика (пленка с покрытием). На гибкой подложке никелевого сплава формируется специальный буферный слой с кристаллической структурой. На этот слой осаживается сверхпроводник, который затем покрывается стабилизирующим металлом. Получается гибкая тонкая монокристаллическая сверхпроводящая пленка на несущей ленте, обладающая весьма высокой токнесущей способностью и большой плотностью тока.

В настоящее время фирмы предлагают эти материалы по стоимости в 7—8 раз выше стоимости медных проводов. Однако по прогнозам фирм-производителей ВТСП-материалов второго поколения к 2010—2015 гг. их стоимость может оказаться соизмеримой со стоимостью медного провода. Если эти прогнозы оправдаются, то сверхпроводимость в электроэнергетике найдет широкое применение.

Есть большая доля уверенности, что эти прогнозы оправдаются.

16.2. Основные виды сверхпроводникового (СП) оборудования

Введение

Сверхпроводниковое оборудование и технологии на их основе при условии промышленного освоения ВТСП-материалов второго поколения и их приемлемой стоимости могут найти в электротехнических системах широкое применение. Это генераторы как для крупной электроэнергетики (ТЭС, АЭС, ГЭС), так и для автономной энергетики (судовой и железнодорожный транспорт и др.), электродвигатели широкого применения в промышленности, энергетике, коммунальном хозяйстве, трансформаторы, синхронные компенсаторы. На основе СП можно создавать кабельные линии постоянного и переменного токов широчайшего применения в различных отраслях экономики.

Специфические особенности СП как явления позволяют создавать устройства, недоступные другим технологиям. Это так называемые ограничители токов КЗ, позволяющие на заданном уровне ограничивать значение ударного тока КЗ; накопители электрической энергии, позволяющие аккумулировать (накапливать) электрическую энергию и в необходимых случаях «выдавать» ее в сеть или отдельным потребителям.

Все виды СП-оборудования при их функциональном различии обладают некими общими свойствами, обеспечивающими их преимущество перед существующими, традиционными устройствами, основными из которых являются:

- высокое значение коэффициента полезного действия; малые потери;
- малые массогабаритные показатели;
- экологическая чистота;
- пожаро- и взрывобезопасность.

Рассмотрим теперь отдельные виды СП-оборудования.

16.2.1. Кабельные линии электропередачи

Основными ожидаемыми преимуществами СП-кабельных линий электропередачи являются:

- возможность передачи электроэнергии практически без потерь;
- малые габариты, малая отчуждаемая территория, необходимая для укладки этих линий;
- возможность передачи электроэнергии на сравнительно низком напряжении вследствие практического отсутствия потерь.

При освоении промышленного производства СП-кабельных линий они могут найти следующее применение:

- передача электроэнергии на определенные расстояния;
- глубокие вводы в города, мегаполисы;
- кабельные линии при переходе через водные преграды и др.;
- схемы выдачи мощности от ГЭС, ТЭС, АЭС и др.

Можно предположить, что система транспорта электроэнергии с помощью СП-кабелей — это не высоковольтная, а *высокоамперная* электропередача при минимальном значении потерь электроэнергии.

Как было отмечено выше, на базе ВТСП-материалов первого поколения возможно создание кабельных СП-линий. Именно это обстоятельство послужило причиной тому, что из всех видов СП-оборудования ВТСП-кабели оказались наиболее продвинутыми для практического применения.

Конструкция однофазного СП-кабеля приведена на рис. 16.1, а на рис. 16.2 показан сверхпроводящий кабель 66 кВ в процессе монтажа (Япония).

Ниже приводятся сведения о наиболее крупных проектах ВТСП-кабелей, нашедших практическое применение.

В настоящее время два ВТСП-кабеля длиной по 30 м каждый в течение нескольких лет уже испытываются в реальных энергосистемах. Кроме того, крупные проекты ведутся в Японии — кабель длиной 500 м, напряжением 66 кВ; в США — три проекта кабелей длиной 660, 350 и 200 м соответственно. Параметры крупнейшего мирового проекта кабеля LIPA 660 м: напряжение 138 кВ, ток 2400 А, передаваемая мощность 574 МВ · А, число фаз 3. Этот кабель введен в конце 2006 г. в эксплуатацию в схеме питания потребителей г. Нью-Йорка. В Южной Корее ведутся работы по созданию кабелей напряжением до 35 кВ, мощностью 48 МВ · А, длиной до 200 м. Предполагается в дальнейшем широкое применение этих кабелей в схемах энергоснабжения г. Сеула.

Из приведенного перечня видно, что ВТСП-кабели уже получили применение в схемах глубоких вводов в крупные промышленные центры, мегаполисы.

Интересно отметить также следующую особенность. Потери в кабеле постоянного тока практически равны нулю, при протекании же переменного тока существуют небольшие потери. Однако при этом необходимо учесть, что при передаче постоянным током по обоим концам имеются преобразовательные устройства, имеющие определенные потери. Предварительные расчеты показывают, что при существующих в настоящее время стоимостях ВТСП-кабелей и преобразовательных устройств при передаче электроэнергии на расстояние свыше 8—10 км использование ВТСП-кабелей на постоянном токе может оказаться экономически более выгодным, чем передача на переменном токе с использованием ВТСП-кабелей.

В настоящее время в России разработана программа создания и применения в электроэнергетике СП-технологий и оборудования, основное содержание которой изложено в § 16.3.

Специалистами ОАО «ЭНИН», ОАО «ВНИИКП», ФГУП МАИ и ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» разработан, изготовлен и испытан трехфазный сверхпроводниковый кабель переменного тока напряжением 20 кВ, током



Рис. 16.1. Конструкция сверхпроводящего кабеля



Рис. 16.2. Сверхпроводящий кабель 66 кВ в процессе монтажа (ТЕРСО, Япония)

15 кВ, длиной 200 м, предназначенный для одной из городских подстанций г. Москвы, а для системы электроснабжения г. Санкт-Петербурга специалистами ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС», ОАО «Гелиймаш», РНЦ «Курчатовский институт» и заводом «Иркутсккабель» разработан и испытан сверхпроводниковый кабель постоянного тока длиной 2500 м напряжением 20 кВ, током 50 кВ, предназначенный для повышения надежности электроснабжения потребителей г. Санкт-Петербурга.

16.2.2. Трансформаторы

Трансформаторы за последние 50 лет практически не подвергались значительным изменениям. Усовершенствование материалов магнитопроводов позволило сократить на 50 % потери в стали трансформаторов, а усовершенствование изоляции обмоток — повысить их устойчивость к температурным скачкам, возникающим при перегрузках.

Основные преимущества ВТСП-трансформаторов следующие:

пожаро- и экологическая безопасность, благодаря отсутствию трансформаторного масла;

уменьшенные габариты, что особенно существенно в регионах с высокой стоимостью земли, а также при установке трансформаторов на подстанциях, расположенных под землей или в открытых помещениях, в транспортных средствах;

повышенная надежность благодаря отсутствию старения высоковольтной изоляции при криогенных температурах жидкого азота;

пониженные потери и, следовательно, повышенный КПД.

Сверхпроводниковые трансформаторы имеют также ряд эксплуатационных достоинств. Например, обладают пониженным значением реактивного сопротивления, что, как известно, способствует повышению пределов статической устойчивости электроэнергетических систем. При этом пониженное значение реактивного сопротивления не означает, что у этих трансформаторов больше, чем у стандартных, ударный ток КЗ. Дело в том, что после определенного значения тока, например в 3 раза более номинального, в ВТСП-трансформаторе используются естественные свойства сверхпроводника быстро и на порядок изменить (увеличить) электрическое сопротивление перехода из сверхпроводящего состояния в нормальное. Иначе говоря, ВТСП-трансформатор обладает токоограничивающей способностью.

В различных странах (США, Япония, ФРГ и др.) изготовлены и испытаны различные опытно-промышленные образцы ВТСП-трансформаторов мощностью 10 МВ · А и выше.

Ведутся разработки ВТСП-трансформаторов мощностью до 40 МВ · А (рис. 16.3).

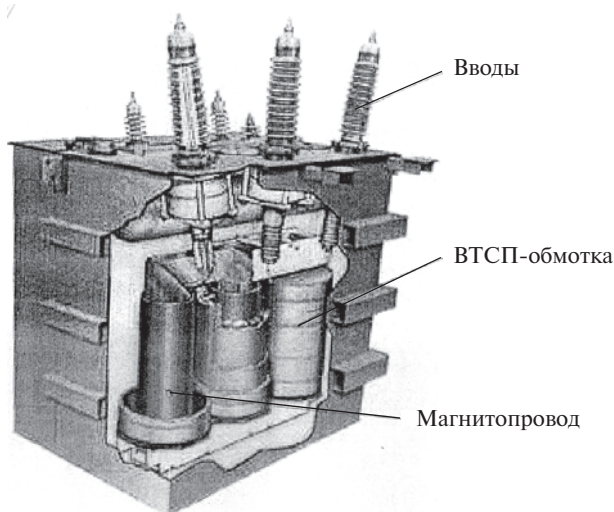


Рис. 16.3. Общий вид конструкции ВТСП-трансформатора на напряжение 25/4,2 кВ мощностью 10 МВ · А

Наряду с ВТСП-обмотками, представляет большой интерес использование в этих трансформаторах магнитопроводов из аморфной стали. Результаты экспериментальных исследований магнитопроводов, выполненных из аморфных материалов, показали, что они имеют малые удельные потери и приемлемые магнитные характеристики при охлаждении жидким азотом.

В России в настоящее время под общим научным руководством ОАО «ЭНИН» разработан ВТСП-трансформатор мощностью 1 МВт с магнитопроводом из аморфной стали.

16.2.3. Ограничители токов КЗ

Значение токов КЗ в электрических сетях является одним из определяющих параметров при выборе оборудования подстанций и линий электропередачи. Чем больше это значение, тем большую отключающую способность должны иметь выключатели, тяжелее конструкции ошиновки и опорных изоляторов, разъединителей и т.д., жестче требования по термической устойчивости кабельных линий и др. Поэтому по мере развития энергосистем большое внимание уделялось и уделяется ограничению токов КЗ. Одним из путей их ограничения является установка в контуре тока токоограничивающих бетонных реакторов. Однако при их использовании невозможно удовлетворить двум основополагающим требованиям: минимизации падения напряжения на этих реакторах в нормальных режимах и максимально возможному ограничению значения тока при КЗ, особенно ударного тока.

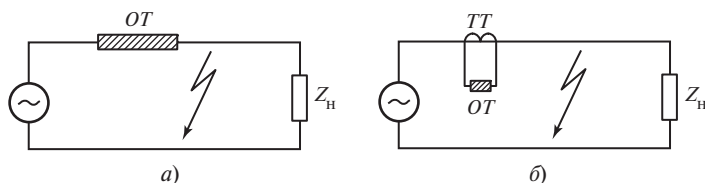


Рис. 16.4. Схемы включения резистивного ВТСП-ограничителя токов КЗ

ВТСП-ограничители токов КЗ используют уникальное свойство сверхпроводника — мгновенно изменять свое состояние из сверхпроводникового в нормальное при определенном значении тока.

Различают следующие ВТСП-ограничители токов КЗ: резистивные; с ВТСП-экранами и с насыщенным магнитопроводом. Имеется еще один тип токоограничелей — выпрямительный, который из-за своей высокой стоимости не нашел пока применения и здесь не описывается.

В токоограничителе резистивного типа ограничение тока КЗ достигается за счет возрастания активного сопротивления при переходе в нормальное состояние ВТСП-элемента токоограничителя.

Токоограничитель подобного рода должен переходить в нормальное состояние за время 5—5 мс, выдерживать сильное тепловыделение, обладать малыми потерями в номинальном режиме. На рис. 16.4, а показана схема включения в контур резистивного ограничителя тока *ОТ*. Ограничитель может быть также включен последовательно в цепь через трансформатор тока *ТТ* (рис. 16.4, б). В этом случае параметры ограничителя тока могут быть оптимизированы.

В настоящее время прогресс в области создания материалов ВТСП второго поколения позволяет рассчитывать на создание ограничителей тока, рассчитанных на номинальные токи в сотни ампер.

Ограничитель токов КЗ со сверхпроводящим экраном состоит из медной или алюминиевой обмотки, через которую протекает ток, криостата с жидким азотом, кольцевого ВТСП-экрана и стального магнитопровода. При работе в нормальном режиме экран, находящийся в сверхпроводящем состоянии, экранирует обмотку с ограничиваемым током. Во время КЗ происходит переход ВТСП-экрана в нормальное состояние, экранирование прекращается, из-за чего резко возрастает его индуктивность и общее сопротивление устройства.

Схема токоограничителя с насыщенным магнитопроводом состоит из ВТСП-катушки подмагничивания, сетевых обмоток и магнитопровода (рис. 16.5). Катушка подмагничивания насыщает магнитопровод в нормальном режиме, при этом сопротивление всего устройства достаточно мало. При КЗ ВТСП-обмотки переходят в нормальное состояние, что способствует резкому увеличению сопротивления устройства.

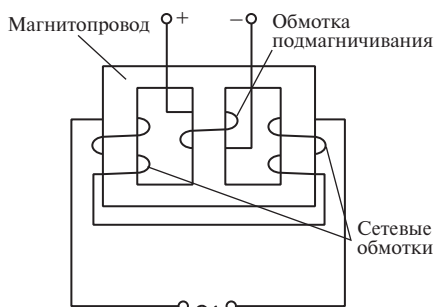


Рис. 16.5. Схема ограничителя токов КЗ с ВТСП-катушкой

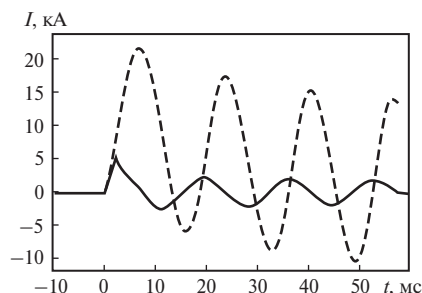


Рис. 16.6. Осциллограмма работы резистивного ВТСП-ограничителя токов КЗ

Из всех типов устройств на практике нашли наибольшее применение резистивные токоограничители. В Японии и Южной Корее созданы токоограничители напряжением 6,6 кВ мощностью 2,2 МВ · А, в Германии — на напряжение 15,75 кВ и мощностью 10 МВ · А, создаются также ограничители токов КЗ напряжением 138 кВ.

В других странах также реализованы проекты ограничителей токов КЗ на мощности 10 МВ · А.

На рис. 16.6 даны осциллограммы работы одного из реально используемых на практике токоограничителя. Пунктиром показано значение тока КЗ при отсутствии ограничителя, сплошной линией — при его наличии.

Основные требования, предъявляемые к ограничителям токов КЗ:

ограничение ударных токов КЗ в течение первого полупериода;

ограничение установившихся токов КЗ;

низкий уровень потерь и падения напряжения в ограничителе в нормальном режиме (ниже, чем в трансформаторе);

быстрый возврат к исходному режиму после ограничения аварийных токов (≤ 1 с);

работа ограничителя тока не должна приводить к появлению опасных перенапряжений, возникающих при ограничениях ударных токов КЗ. Расчеты и эксперименты, проведенные на опытных образцах токоограничителей, показали, что время срабатывания, соответствующее 2—4 мс, достаточно для ограничения ударных токов КЗ и не вызывает опасных перенапряжений.

Основной задачей, которую удастся решить при установке токоограничителей, является координация значения токов КЗ и параметров электрооборудования подстанций. Применение токоограничений позволяет снизить требования к коммутационной аппаратуре. Это означает, что упрощается и становится более надежной их работа.

В заключение следует отметить, что ВТСП-ограничители токов КЗ являются практически безальтернативными устройствами, позволяющими решить проблему координации уровней токов КЗ с функционированием коммутационной аппаратуры в электроэнергетических системах.

16.2.4. Индуктивные и кинетические накопители энергии

Как известно, графики нагрузки энергосистем в течение суток, дней недели, времен года являются переменными. Производство электроэнергии на электростанциях всегда за вычетом потерь равно ее потреблению. Переменный график нагрузки требует и переменного графика производства электроэнергии. Не все электростанции способны работать в таком графике, как, например, атомные электростанции. Тепловые электростанции могут работать в этих режимах, но это сопряжено со снижением их КПД и с ускоренным износом. Для выравнивания графиков нагрузки в настоящее время используются гидроаккумулирующие электростанции, способные в часы провалов нагрузки закачивать воду в водохранилища (насосный режим), в часы максимума — забирать воду из водохранилища (генераторный режим). При всех очевидных преимуществах ГАЭС требуют довольно больших капитальных затрат, наличия водных артерий, плотин, их КПД не превышает 85 %.

Сверхпроводимость как явление позволяет в индуктивных катушках создавать магнитный поток, который сохраняется бесконечно долго благодаря отсутствию потерь или достаточно долго при практически ничтожных потерях. Иначе говоря, сверхпроводимость позволяет аккумулировать (хранить) электроэнергию и с помощью соответствующих устройств забирать ее из сети или отдавать в сеть. При этом этот процесс происходит с высоким значением КПД. Это означает, что такие устройства могут применяться для сглаживания графиков нагрузки в энергосистемах.

Есть еще одна область применения данного устройства — обеспечение бесперебойного энергоснабжения потребителей при перерывах питания.

Сверхпроводниковые индуктивные накопители (СПИН) представляют собой устройства, работающие на постоянном токе. Энергия магнитного поля этих устройств может храниться сколько угодно долго, если обмотки находятся при температуре ниже критической.

Поскольку источником тока обычно являются сети переменного тока, необходимо в процессе заряда СПИН произвести выпрямление тока, а в процессе разряда — его инвертирование. Это достигается с помощью преобразователей, основанных на базе силовой современной электроники, которые имеют достаточно высокое значение КПД (97—98 % и выше). Схема связи СПИН с электрической сетью показана на рис. 16.7.

Удельная энергия, запасаемая в СПИН, тем выше, чем выше индукция магнитного поля. СПИН состоит из трех основанных элементов: собственно сверхпроводниковой магнитной системы (СМС), устройства связи СМС с электрической сетью и устройства криостатирования.

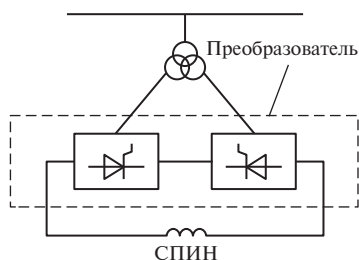


Рис. 16.7. Схема включения СПИН в электрическую сеть

Магнитное поле в СПИН достаточно велико, вследствие этого в настоящее время СПИН выполняются на базе НТСП-технологий, что не позволяет говорить об их экономической эффективности по отношению к ГАЭС.

Вместе с тем на практике нашли применение СПИН небольшой емкости для обеспечения бесперебойного снабжения потребителей, поддержания напряжения в так называемых «слабых» электрических сетях (с малым током КЗ).

Можно надеяться, что с созданием ВТСП-материалов второго поколения, способных работать в сильных магнитных полях, характерных для СПИН, удастся создать мощные и экономически выгодные накопители электроэнергии большой емкости.

Другим типом накопителя сравнительно небольших объемов энергии (не более 10^6 Дж) является использование электродвигателя с маховиком. При работе такого кинетического накопителя энергии имеются потери на трение маховика о воздух, потери на трение в подшипниках.

Если маховик вращается в вакууме и для снижения потерь в опорах применена система магнитного подвеса, потери резко снижаются. При этом наиболее удачным решением является применение магнитного подвеса из ВТСП-материалов. Для полноценного использования кинетической энергии вращающихся масс используется в качестве электрической машины либо асинхронная с фазным ротором и преобразователем в роторной цепи (асинхронизированная машина), либо асинхронная или синхронная машина с преобразователем в статоре.

Обе схемы находят практическое применение. Первая схема имеет меньшую стоимость благодаря тому, что в ней применяется преобразователь частоты в роторе мощностью не более 50 % от мощности агрегата. Во втором случае используется преобразователь на 100 % мощности агрегата, диапазон изменения (накопления—выдачи) энергии здесь выше, чем в первом случае, однако эта система существенно дороже. В настоящее время в ряде стран создаются кинетические накопители энергии с ВТСП-магнитным подвесом.

Кинетические накопители энергии с ВТСП-магнитным подвесом одной и той же емкости существенно дешевле СПИН. Однако, как уже отмечалось, кинетические накопители энергии имеют значительно меньшую емкость и для силовой энергетики малопригодны.

Более подробно сверхпроводимость и кинетические накопители энергии рассмотрены в гл. 18.

16.2.5. Электрические машины

К этим СП-машинам относятся различного рода генераторы, электродвигатели и синхронные компенсаторы. Основными преимуществами СП-электрических машин являются:

малые потери мощности, обусловленные уменьшенными массогабаритными характеристиками;

возможность создания машин большой единичной мощности в сравнительно малых габаритах;

простота транспортировки и установки, обусловленная малыми габаритными характеристиками;

высокая синусоидальность выходного напряжения, обусловленная специальной схемой намотки обмотки статора, и принципиальная возможность создания машин на высокие уровни напряжения (35—220 кВ) так называемые «бестрансформаторные» схемы.

Сверхпроводниковые синхронные турбо- и гидрогенераторы могут найти применение прежде всего для агрегатов большой мощности (500 МВт и выше), где уменьшению массогабаритных показателей придается большое значение. Так, они перспективны для энергоблоков АЭС единичной мощности 1000—1500 МВт.

Малые значения реактивных сопротивлений этих генераторов обусловленные их конструктивными особенностями, способствуют повышению пределов передаваемой мощности и повышению устойчивости.

Особенно интересно и перспективно применение таких генераторов в судовой и авиационной энергетике, где требования минимизации массогабаритных показателей имеют важное значение. Это относится не только к генераторам, но и к электродвигателям судовой и другой транспортной энергетике.

В подобных турбогенераторах, как правило, сверхпроводимость используется в обмотках возбуждения (так называемые комбинированные машины).

В нашей стране в 80-х годах прошлого столетия был создан НТСП-турбогенератор мощностью 20 МВ · А под общим научным руководством академика И.А. Глебова, испытания которого в энергосистеме (машина испытывалась в режиме синхронного компенсатора) подтвердили на практике основные преимущества таких машин.

Перспектива коммерческого применения СП-генераторов — это создание таких машин на базе ВТСП-материалов второго поколения. В последние годы создан ряд ВТСП-генераторов мощностью до 10 МВт, в том числе с полным криостатированием (ротор и статор). В Японии разрабатывается ВТСП-турбогенератор мощностью 70 МВт.

Изложенное выше в полной мере относится к электродвигателям на основе сверхпроводниковых технологий. Созданы и разрабатываются разнообразные синхронные, реактивные, гистерезисные электродвигатели,

могущие найти широкое применение прежде всего в транспортных средствах вследствие их малых массогабаритных показателей (в том числе в авиации, железнодорожный транспорт, судовой энергетике и др.). Они же применимы и для крупных машин, где требования высокого значения КПД при минимальных габаритах и массах имеет большое значение (горно-рудная промышленность, электроэнергетика, металлургия и др.).

Весьма перспективны ВТСП-компенсаторы. Помимо перечисленных достоинств генераторов, которые полностью свойственны и компенсаторам, необходимо отметить, что уменьшенное значение реактивности статора позволяет компенсатору работать в пределах изменения реактивной мощности $\pm 100\%$ без изменения полярности тока возбуждения и без нарушения устойчивости. Если режим реактивной мощности $+100\%$ соответствует, как и в обычном компенсаторе, режиму с номинальным током возбуждения, то в ВТСП-компенсаторе режим реактивной мощности -100% соответствует либо нулевому, либо не большому положительному значению тока возбуждения.

Компактные ВТСП-компенсаторы можно создавать на большие мощности (200—300 МВ · А и выше), что важно при передаче больших мощностей на дальние расстояния и в условиях ограничения территорий подстанций.

В настоящее время работы по ВТСП-синхронным компенсаторам интенсивно ведутся в США и Японии. В США разработан и внедрен в эксплуатацию ВТСП-компенсатор мощностью 8 МВ · А. В таблице приведен ряд мощностей ВТСП-компенсаторов, разрабатываемых для общепромышленной и специальной энергетики США.

В России под руководством чл.-корр. РАН Л.И. Чубраевой разработан проект ВТСП-компенсатора мощностью 200 МВ · А, напряжением 220 кВ, частотой вращения 750 об/мин, общий вид которого приведен на рис. 16.8.

Модель	Реактивная мощность, кВ · А	Напряжение, В	Ток, А	Общая масса, кг
DV-500	500	460	627	315
DV-2000	2000	460	2510	1250
DV-4000	4000	4160	555	2610
DV-8000	8000	4160	1110	5250
DZ-6000	6000	13 800	251	3750
DZ-8000	8000	13 800	335	5016
DZ-10000	10 000	13 800	418	6250
FZ-10000	10 000	15 500	372	6000
FZ-15000	15 000	15 500	558	9375

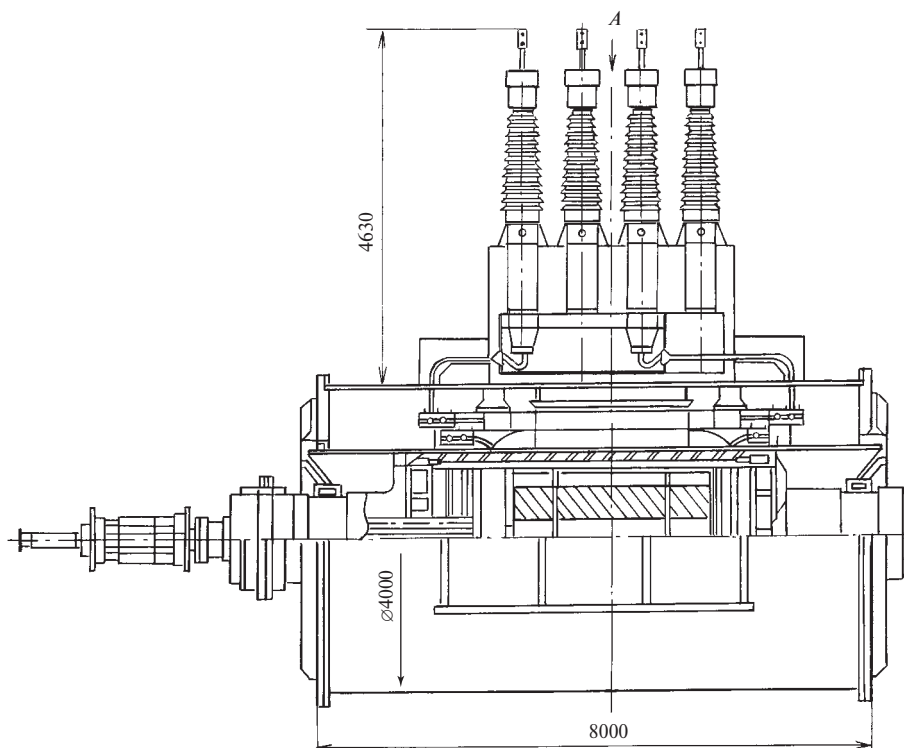


Рис. 16.8. Синхронный ВТСП-компенсатор мощностью $200 \text{ МВ} \cdot \text{А}$

16.3. Ситуация с освоением СП-техники в электроэнергетике России

Развитие электроэнергетики России требует разработки и внедрения новых перспективных решений для всех основных задач электроэнергетики — генерирования, передачи и распределения электроэнергии.

Одной из ключевых технологий является технология с применением сверхпроводимости. В настоящее время в России проводятся перспективные разработки СП-материалов и оборудования, однако темпы этих работ несравнимо медленнее, чем за рубежом.

Наиболее быстрореализуемой технологией в настоящее время для нашей энергетики являются технологии и оборудование СП-кабелей переменного и постоянного тока.

Приоритетом здесь являются кабельные вводы в мегаполисы и города (Москва, Санкт-Петербург, Екатеринбург и др.) на напряжениях 10—20 кВ.

Вторым направлением, более отдаленным по срокам исполнения, является использование СП-линий электропередачи, ожидается, что при освое-

нии производства ВТСП-материалов второго поколения ВТСП-кабельные линии будут превосходить по технико-экономическим параметрам воздушные линии при мощности $100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ и более.

Важной проблемой в наших сетях является рост уровней токов КЗ, не обеспечивающийся соответствующим ростом отключающей способности коммутационной аппаратуры. В ряде энергосистем (в том числе в Москве) уровни токов КЗ уже сейчас достигли таких больших значений, а доля выключателей, не способных отключать токи КЗ, столь значительна, что это отрицательно сказывается на проблемах надежности электроснабжения потребителей. Вопрос ограничения токов КЗ актуален как для распределительных сетей и подстанций с напряжением 6—20 кВ, так и для сетей 110—220 кВ.

Решение проблемы — в применении СП-ограничителей токов КЗ.

Для связи с электрической сетью могут использоваться преобразователи на основе современной силовой электроники (устройства FACTS).

По мере освоения производства ВТСП-материалов второго поколения возможна разработка СПИН большой энергоемкостью 10^8 — 10^{10} Дж, что позволит решать проблемы выравнивания графиков нагрузки, повышения статической и динамической устойчивости энергосистем, что особенно важно для надежной работы энергообъединения ЕЭС России.

Совершенно необходимым является скорейшее создание отечественного производства ВТСП-материалов второго поколения.

Контрольные вопросы

1. Что такое сверхпроводимость?
2. Чем отличаются друг от друга низкотемпературная и высокотемпературная сверхпроводимость?
3. Каковы основные преимущества оборудования и технологий, основанных на явлении сверхпроводимости?
4. Что препятствует широкому (промышленному) применению сверхпроводимости в электротехнических устройствах?
5. Каковы основные достоинства сверхпроводниковых кабелей? Перечислите возможные области их применения.
6. Какова конструкция сверхпроводниковых кабелей?
7. Каковы принципы работы сверхпроводниковых ограничителей токов и их области применения?
8. Перечислите основные типы сверхпроводниковых ограничителей токов.
9. Какова конструкция и принцип работы сверхпроводникового индуктивного накопителя электроэнергии (СПИН)?
10. Объясните, почему СПИН может быть выполнен в настоящее время лишь с использованием НТСП-технологий?
11. Перечислите основные достоинства сверхпроводниковых электрических машин.
12. Каковы основные области применения сверхпроводниковых генераторов и особенности их конструкции?
13. Перечислите возможные области применения сверхпроводниковых синхронных компенсаторов.
14. Перечислите основные достоинства и возможные области применения сверхпроводниковых трансформаторов.

Литература для самостоятельного изучения

- 16.1. **Волков Э.П., Баринев В.А., Маневич А.С.** Проблемы и перспективы развития электроэнергетики России. М.: Энергоатомиздат, 2001.
- 16.2. **Глускин И.З.** Сверхпроводниковые токоограничивающие устройства и индивидуальные накопители энергии для электроэнергетических систем / И.З. Глускин, Г.А. Дмитриев, М.Ш. Мисриханов и др. М.: Энергоатомиздат, 2002.
- 16.3. **Chamia M.** Electrical power systems 2020. A prospective view // Electra. 2002. P. 6—17.
- 16.4. **Сверхпроводимость** и перспективные виды электротехнического оборудования для передачи и распределения энергии / Н.А. Черноплеков, Ю.Г. Шакарян, Л.И. Чурбаева и др. // VI Симпозиум «Электротехника 2010» Т. 1. С. 34—44.
- 16.5. **Дорофеев В.В.** Проблемы создания и применения в электрических схемах устройств, использующих явление сверхпроводимости / В.В. Дорофеев, Н.А. Черноплеков, Ю.Г. Шакарян и др. // Электричество. 2005. № 7. С. 22—36.
- 16.6. **Высоцкий В.С., Сытников В.Е., Илюшин Т.В.** Сверхпроводимость в электромеханике и электроэнергетике // Электричество. 2005. № 7. С. 31—40.
- 16.7. **Алексеев М.П.** Сверхпроводящий ограничитель тока короткого замыкания / М.П. Алексеев, В.Е. Кейлин, С.А. Микляев и др. // Электричество. 2003. № 9. С. 26—27.
- 16.8. **Глебов И.А., Данилевич Я.Б., Шахторин В.Н.** Турбогенераторы с использованием сверхпроводимости. Л.: Наука, 1981.

ГИДРОЭНЕРГЕТИКА И ДРУГИЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

Содержание

- 17.1. Гидроэнергетические ресурсы
- 17.2. Типы гидроэнергетических установок
- 17.3. Основные схемы использования водной энергии
- 17.4. Регулирование стока реки водохранилищем
- 17.5. Гидроэлектростанции и их энергетическое оборудование
- 17.6. Мощность ГЭС и выработка энергии
- 17.7. Гидротехнические сооружения ГЭС
- 17.8. Гидроаккумулирующие электростанции
- 17.9. Солнечная энергетика
- 17.10. Ветроэнергетика
- 17.11. Геотермальная энергетика
- Контрольные вопросы
- Литература для самостоятельного изучения

17.1. Гидроэнергетические ресурсы

Гидравлическая энергия является возобновляемым источником энергии.

Территория, с которой стекает вода в реку, называется *водосборным бассейном* данной реки. Линия — *а, б, в, г, д*, проходящая по повышенным местам и отделяющая друг от друга соседние бассейны, называется *водораздельной линией* или *водоразделителем* (рис. 17.1).

К водосборному бассейну моря относятся водосборные бассейны всех рек, впадающих в данное море.

Количество воды, протекающей через поперечное сечение водотока в 1 с, называется *расходом воды* Q ($\text{м}^3/\text{с}$ или $\text{л}/\text{с}$).

Хронологический график изменения расходов воды во времени называется *гидрографом*. Строить гидрограф позволяют результаты регулярных измерений расходов воды в реке. Форма гидрографа зависит от типа питания реки (снеговое, дождевое, ледниковое и т.п.). На рис. 17.2 показан типичный гидрограф реки с преимущественно снеговым питанием. Гидрограф характеризуется *максимальным, минимальным и средним значениями расхода воды* за рассматриваемый период.

Суммарный объем воды, прошедший через поперечное сечение водотока от какого-либо начального момента времени t_0 до некоторого конечного t_k , называется *стоком* W . При известном гидрографе сток

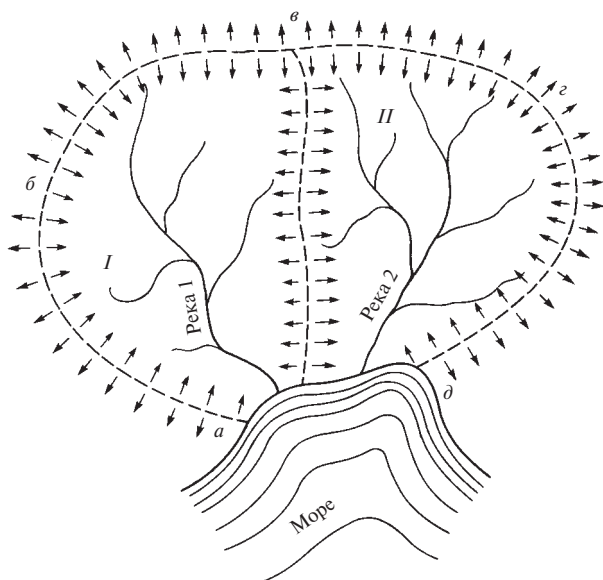


Рис. 17.1. Водосборы (бассейны) рек

определяется по следующим формулам (м^3 или км^3):

для непрерывной функции $Q(t)$

$$W = \int_{t_0}^{t_k} Q(t) dt; \quad (17.1)$$

для дискретной функции $Q(t)$

$$W = \sum_{i=1}^n \bar{Q}_i \Delta t_i, \quad (17.2)$$

где $\bar{Q}_i$ — средний расход в i -м интервале времени ($i \in [1, n]$).

Среднегодовой сток всех рек мира составляет 32 тыс. км^3 ; в табл. 17.1 приведены данные о речном стоке отдельных стран мира.

Запасы поверхностного стока по территории России распределены неравномерно, что весьма неблагоприятно для народного хозяйства, в том числе и для энергетики. Более 80 % речного стока российских рек приходится на еще мало освоенные территории бассейнов Северного Ледовитого и Тихого океанов.

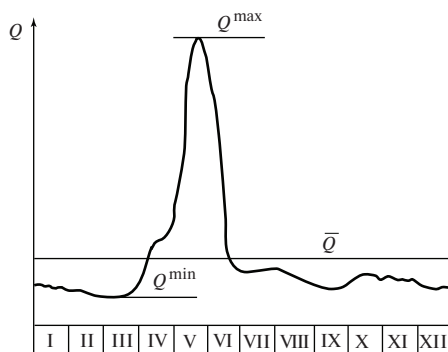


Рис. 17.2. Типичный гидрограф реки снегового питания

Таблица 17.1

Данные о речном стоке отдельных стран мира

Страна	Площадь территории, млн км ²	Суммарный средний много-летний объем стока, км ³ /год	Удельная водность в среднем за год с 1 км ² , л/с
Россия	17,075	4000	7,4
Бразилия	8,51	5300	11,9
США	9,36	2850	9,8
Китай	9,90	2600	8,3
Канада	9,98	1500	24,0
Норвегия	0,32	368	35,8
Франция	0,551	343	19,7
Югославия	0,256	123	15,2
Польша	0,312	58	5,9

Особенностью стока реки является его неравномерное распределение как по годам, так и в течение года.

Многолетняя неравномерность стока неблагоприятна для всех отраслей народного хозяйства и прежде всего для энергетики. Различают: *многоводные, средневодные и маловодные годы*. В маловодные годы обычно значительно снижается выработка энергии на гидроэлектростанциях.

Неравномерность стока в течение года неблагоприятна для энергетики. Для большинства рек России маловодный период наблюдается зимой, когда потребность в электроэнергии наибольшая.

Механическая энергия речного стока (или гидравлическая энергия) может быть преобразована в электрическую посредством гидротурбин и генераторов.

В естественных условиях энергия водотока расходуется на преодоление внутреннего сопротивления движения воды, сопротивления на трение на стенках русла, размыв дна, берегов и т.п. Численные значения можем определить следующим образом. Водоток разбиваем на ряд участков, начиная от истока до устья. Определяем полную энергию потока жидкости в начальном $\mathcal{E}_1$ и конечном $\mathcal{E}_2$ створах участка. Теряемая на участке энергия будет равна разности $\mathcal{E}_2$ и $\mathcal{E}_1$:

$$\mathcal{E}_{1-2} = \mathcal{E}_2 - \mathcal{E}_1 = \rho g W H_{1-2}, \quad (17.3)$$

где ρ — плотность жидкости; g — ускорение свободного падения; W — объем стока жидкости на участке; H_{1-2} — удельная потенциальная энергия потока жидкости, называемая *напором* и численно равная падению уровня свободной поверхности водотока на данном участке.

Значения плотности жидкости ρ в зависимости от температуры изменяются незначительно. Ускорение свободного падения g на Крайнем

Севере составляет 9,825 м/с², в средней полосе России — 9,81 м/с² и на юге страны — 9,782 м/с².

Разделив $\mathcal{E}_{1-2}$ на время t , получим среднюю мощность водотока на данном участке:

$$N_{1-2} = \frac{\mathcal{E}_{1-2}}{t} = \rho g \frac{W}{t} H_{1-2} = \rho g Q_{1-2} H_{1-2}. \quad (17.4)$$

Для расчета принимается $\rho = 1000$ кг/м³, $g = 9,81$ м/с². Подставив расчетные значения ρ , g , Q_{1-2} (м³/с) и H_{1-2} (м), получим мощность водотока, кВт:

$$N_{1-2} = 9,81 Q_{1-2} H_{1-2}. \quad (17.5)$$

Формулы (17.3) и (17.5) выражают потенциальную (теоретическую) выработку энергии и мощность на рассматриваемом участке водотока.

Суммируя потенциальные энергетические ресурсы по участкам водотока, получаем потенциальные энергетические ресурсы реки.

Аналогично получаем теоретические запасы гидроэнергии для региона, страны, континента, мира.

Гидроэнергетические ресурсы подразделяют на *потенциальные (теоретические)*, технические и экономические.

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы — это теоретические запасы, определяемые по формуле

$$\mathcal{E} = 8760 \sum_{i=1}^n 9,81 Q_i H_i, \quad (17.6)$$

где $\mathcal{E}$ — энергия, кВт · ч; Q_i — средний годовой расход реки на i -м рассматриваемом участке, м³/с; H_i — падение уровня реки на участке, м.

Они подсчитываются в предположении, что весь сток будет использован для выработки электроэнергии без потерь при преобразовании гидравлической энергии в электрическую, т.е. коэффициент полезного действия $\eta = 1$.

Мировые потенциальные гидроэнергетические ресурсы оцениваются в 35×10^3 млрд кВт · ч в год и 4000 ГВт среднегодовой мощности. Потенциальные ресурсы России составляют 2896 млрд кВт · ч при среднегодовой мощности 330 ГВт.

Технические гидроэнергетические ресурсы всегда меньше потенциальных, так как они учитывают потери:

напоров — гидравлические в водоводах, бьефах, на неиспользуемых участках водотоков;

расходов — испарение из водохранилищ, фильтрацию, холостые сбросы и т.п.;

энергии в оборудовании.

Они характеризуют техническую возможность получения энергии на современном этапе.

Технические гидроэнергетические ресурсы России составляют 1670 млрд кВт · ч в год, в том числе по малым ГЭС — 382 млрд кВт · ч в год. Выработка электроэнергии на действующих ГЭС России в 2003 г. составила 170,2 млрд кВт · ч, в том числе на малых ГЭС — 2,2 млрд кВт · ч.

Экономические гидроэнергетические ресурсы — это часть технических ресурсов, которую по современным представлениям целесообразно использовать в обозримой перспективе. Они существенно зависят от прогресса в энергетике, удаленности ГЭС от места подключения к энергосистеме, обеспеченности рассматриваемого региона другими энергетическими ресурсами, их стоимостью, качеством и т.п. Экономические гидроэнергетические ресурсы переменны во времени и зависят от многих изменяющихся факторов. В настоящее время в мире наблюдается тенденция роста оценки экономических гидроэнергетических ресурсов.

17.2. Типы гидроэнергетических установок

Гидроэнергетическая установка (ГЭУ) предназначена для преобразования механической энергии водного потока в электрическую энергию или, наоборот, электрическая энергия преобразуется в механическую энергию воды.

Гидроэнергетическая установка состоит из гидротехнических сооружений, энергетического и механического оборудования. Различают следующие основные типы гидроэнергетических установок:

- гидроэлектростанции (ГЭС);
- насосные станции (НС);
- гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС);
- комбинированные электростанции ГЭС—ГАЭС;
- приливные электростанции (ПЭС).

Гидроэлектростанция — это предприятие, на котором гидравлическая энергия преобразуется в электрическую.

Основными сооружениями ГЭС на равнинной реке являются *плотина*, создающая водохранилище и сосредоточенный перепад уровней, т.е. напор, и *здание ГЭС*, в котором размещаются гидравлические турбины, генераторы, электрическое и механическое оборудование (рис. 17.3). В случае потребности строятся водосбросные и судоходные сооружения, водозаборы для систем орошения и водоснабжения, рыбопропускные сооружения и т.п.

Вода под действием тяжести по водоводам движется из верхнего бьефа в нижний, вращая рабочее колесо турбины. Гидравлическая турбина соединена валом с ротором генератора. Турбина и генератор вместе образуют *гидроагрегат*. В турбине гидравлическая энергия преобразуется в механическую энергию вращения на валу агрегата, а генератор

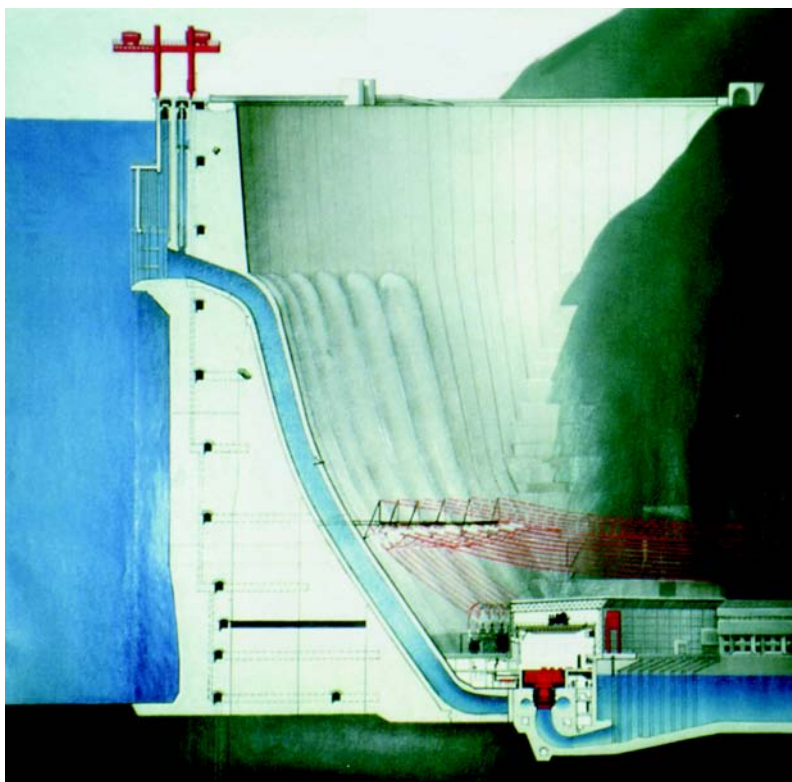


Рис. 17.3. Разрез по станционной плотине и зданию ГЭС

преобразует эту энергию в электрическую. Возможно создание на реке каскадов ГЭС. В России построены и успешно эксплуатируются Волжский, Камский, Ангарский, Енисейский и другие каскады ГЭС.

Среди типов гидроэнергетических установок ГЭС являются наиболее крупными. В России построена на Енисее Саяно-Шушенская ГЭС им. П.С. Непорожного мощностью 6,4 млн кВт (рис. 17.4).

Ведется проектирование Туруханской ГЭС мощностью до 20 млн кВт.

Все построенные ГЭС, особенно обладающие крупными водохранилищами, играют решающую роль в обеспечении надежности, устойчивости и живучести Единой энергетической системы России.

Большой интерес в мире и в России в настоящее время вызывает возможность создания малых ГЭС.

Малые ГЭС (мощностью до 30 МВт) могут создаваться в короткие сроки с использованием унифицированных гидроагрегатов и строительных конструкций с высоким уровнем автоматизации систем управления. Экономическая эффективность их использования существенно возрастает



Рис. 17.4. Общий вид Саяно-Шушенской ГЭС имени П.С. Непорожнего

при комплексном использовании малых водохранилищ (рекреация, рыбоводство, водозаборы для систем орошения и водоснабжения и т.п.).

Насосная станция предназначена для перекачки воды с низких отметок на высокие и транспортировки воды в удаленные пункты.

На насосной станции устанавливаются насосные агрегаты, состоящие из насоса и двигателя. Насосная станция является потребителем электрической энергии.

Они используются для водоснабжения тепловых и атомных электростанций, коммунально-бытового и промышленного водоснабжения, в ирригационных системах, судоходных каналах, пересекающих водоразделы, и т.п.

Гидроаккумулирующая электростанция предназначена для перераспределения во времени энергии и мощности в энергосистеме. В часы пониженных нагрузок ГАЭС работает как насосная станция. За счет потребляемой энергии она перекачивает воду из нижнего бьефа в верхний и создает запасы гидроэнергии. В часы максимальной нагрузки ГАЭС работает как гидроэлектростанция. Вода из верхнего бьефа пропускается через турбины в нижний бьеф, и ГАЭС вырабатывает и выдает электроэнергию в энергосистему. ГАЭС потребляет дешевую электроэнергию, а выдает более дорогую энергию в период пика нагрузки, заполняет провалы нагрузки и снижает пики нагрузки в энергосистеме, позволяет работать агрегатам атомных и тепловых электростанций в наиболее экономичном и безопасном равномерном режиме, резко снижая при этом

удельный расход топлива на производство 1 кВт·ч электроэнергии в энергосистеме.

В России работает Загорская ГАЭС мощностью 1200 МВт.

ГЭС—ГАЭС вырабатывает электроэнергию в период пика нагрузки за счет притока воды в верхний бьеф и за счет перекаченной из нижнего бьефа в верхний в период провалов нагрузки в энергосистеме.

Реконструкция ГЭС в ГЭС—ГАЭС, как показывает зарубежный опыт, весьма эффективна в энергосистемах, где мала доля ГЭС и ГАЭС.

Приливные электростанции преобразуют механическую энергию приливо-отливных колебаний уровня воды в море в электрическую энергию. В некоторых морских заливах приливы достигают 10—12 м, а наибольшие приливы наблюдаются в заливе Фанди (Канада) и достигают 19,6 м.

Технические ресурсы приливной энергии России оцениваются в 200—250 млрд кВт·ч в год и в основном сосредоточены у побережий Охотского, Берингова и Белого морей.

В России наиболее перспективным наплавным способом возведена опытная Кислогубская ПЭС вблизи г. Мурманска. Во Франции построена ПЭС Ранс мощностью 240 МВт.

17.3. Основные схемы использования водной энергии

Различают три основные схемы использования водной энергии:

плотинную, при которой напор создается плотиной;

деривационную, напор создается преимущественно с помощью деривации, выполняемой в виде канала, туннеля или трубопровода;

плотинно-деривационную, в которой напор создается плотиной и деривацией.

Плотинная схема использования водной энергии обычно выполняется при больших расходах воды и малых уклонах ее свободной поверхности. Посредством плотины подпирается река и создается напор воды H_0 . Подпор воды от плотины распространяется вверх по реке. Разность уровней воды в верховье водохранилища и у плотины равна $H_0 + \Delta h$. Общее падение реки на участке равно H . Часть общего падения реки Δh будет потеряна при движении воды в верхнем бьефе. Сосредоточенный перепад уровней, т.е. напор, будет равен $H_0 = H - \Delta h$. Плотинная схема в зависимости от напора может быть русловой и приплотинной.

Русловой называется такая гидроэлектростанция, в которой здание ГЭС входит в состав напорного фронта. В этом случае здание ГЭС воспринимает полное давление воды со стороны верхнего бьефа. Русловая ГЭС строится при сравнительно небольших напорах, например гидроэлектростанции Волжско-Камского каскада. На рис. 17.5 показан вид на Волжскую ГЭС (г. Самара) со стороны нижнего бьефа.



Рис. 17.5. Вид на Волжскую ГЭС со стороны нижнего бьефа

При средних и больших напорах, превышающих диаметр турбины более чем в 6 раз, здание ГЭС не может входить в состав напорных сооружений. Здание ГЭС располагается за плотиной и не воспринимает полное давление воды, а гидроэлектростанция называется *приплотинной*. Вода к турбинам приплотинной ГЭС подводится водоводами, размещенными в теле или поверх бетонной плотины, под грунтовой плотиной или туннелями в обход плотины. Примерами могут служить Красноярская, Братская и Саяно-Шушенская ГЭС.

Деривационная схема использования водной энергии обычно выполняется при малых расходах воды и больших уклонах ее свободной поверхности. В деривационной схеме плотина возводится невысокой, лишь обеспечивающей забор воды в деривацию, а напор создается за счет разности уклонов воды в реке и деривации. Деривация может выполняться *безнапорной* в виде открытого канала или *безнапорного туннеля*. Чаще деривация бывает напорной в виде *напорного туннеля* или *напорного трубопровода*.

В **плотинно-деривационной, или комбинированной, схеме** используются наилучшим образом свойства предыдущих схем. Плотина создает водохранилище, а падение уровня реки ниже плотины используется деривацией. Чем выше по течению реки располагается плотина, тем меньше ее высота, меньше объем водохранилища и затопление территории, но удлиняется деривация и увеличиваются потери в ней напора.

Месторасположение плотины, тип и длина деривации выбираются на основе технико-экономического обоснования.

Для более полного использования падения реки и ее стока возводят **каскад гидроэлектростанций**, т.е. ряд ГЭС, последовательно расположенных по длине водотока от истока до устья. В составе каскада могут быть русловые, приплотинные или деривационные ГЭС. Каскады ГЭС построены и строятся на многих реках России: Волге, Каме, Енисее, Ангаре, Свири, Сулаке и др.

17.4. Регулирование стока реки водохранилищем

Водохранилищем называется искусственный водоем, образующийся перед плотиной. Основное отличие водохранилища от естественного водоема (озера, пруда) заключается в его возможности регулирования (перераспределения) речного стока и уровня режима.

Регулирование стока — это процесс перераспределения его водохранилищем в соответствии с требованиями водохозяйственного комплекса (энергетика, водоснабжение, орошение, судоходство, борьба с наводнениями, рыбное хозяйство и т.п.). Речной сток аккумулируется в водохранилище в периоды, когда естественная приточность воды превышает потребности в ней, и расходуется в периоды, когда потребность в воде превышает приточность.

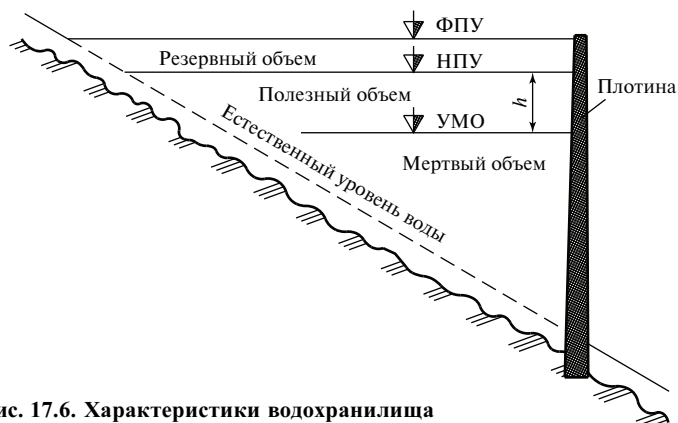


Рис. 17.6. Характеристики водохранилища

Период аккумуляции речного стока называется *наполнением* водохранилища, а период отдачи наполненной воды — *сработкой* водохранилища.

На рис. 17.6 представлены характерные уровни и объемы воды в водохранилище.

Нормальным подпорным уровнем (НПУ) называется максимальный уровень воды, при котором ГЭС и все сооружения гидроузла могут работать сколь угодно длительно. Объем водохранилища при отметке НПУ называется *полным объемом*. Минимальный уровень водохранилища, до которого возможна его сработка при нормальной эксплуатации, называется *уровнем мертвого объема* (УМО). Ниже этого уровня возможна лишь *аварийная сработка водохранилища*.

Объем воды между НПУ и УМО называется *полезным*, так как этот объем используется при регулировании стока в нормальных условиях эксплуатации.

Объем воды, находящийся ниже УМО, называется *мертвым*, так как он не используется в нормальных условиях эксплуатации.

При прохождении расхода очень редкой повторяемости (катастрофический паводок), существенно превышающего пропускную способность ГЭС и водосбросных сооружений, уровень воды в водохранилище повышается выше НПУ. Максимально возможный уровень воды в водохранилище по условиям надежности сооружений называется *форсированным подпорным уровнем* (ФПУ). Объем водохранилища между отметками ФПУ и НПУ называется *резервным*. Он используется только для трансформации (срезки) половодий редкой повторяемости. Резервный объем должен быть сработан до НПУ сразу же по прошествии половодья.

На рис. 17.7 представлены *статические характеристики водохранилища*, показывающие зависимость отметок уровня водохранилища (верхнего бьефа) от объема $Z_{в.б}(V)$ и площади зеркала $Z_{в.б}(F)$ водохранилища.

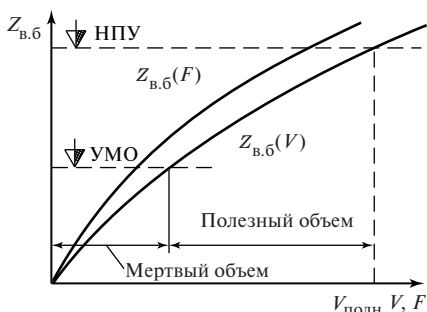


Рис. 17.7. Статические характеристики водохранилища

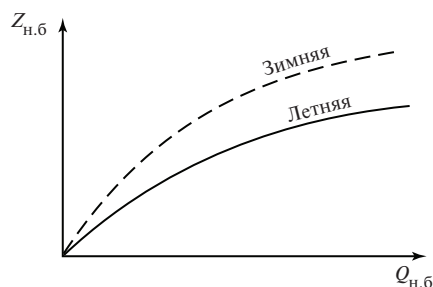


Рис. 17.8. Кривые связи нижнего бьефа при отсутствии подпора

Рассмотрим *характеристики нижнего бьефа*, которые представлены на рис. 17.8. Уровень воды в нижнем бьефе ГЭС определяется расходом, который пропускается в нижний бьеф через турбины, водосбросы или шлюзы гидроузла — $Z_{н.б.}(Q_{н.б.})$. Зимой кривая связи уровней воды и расходов нижнего бьефа будет располагаться выше вследствие уменьшения живого сечения нижнего бьефа за счет льда.

Эти статические характеристики бьефов используются в водно-энергетических расчетах. Учет неустановившегося движения в бьефах и приточности в водохранилище требует достаточно сложных гидроэнергетических расчетов, которые реализуются на ЭВМ.

Различают основные и специальные виды регулирования стока.

К основным видам регулирования стока относят: суточное, недельное, годовичное и многолетнее.

Суточное регулирование предназначено для обеспечения неравномерного расхода воды через агрегаты ГЭС в соответствии с требованиями суточных колебаний нагрузки энергосистемы при сравнительно постоянном в течение суток притоке воды. При суточном регулировании цикл регулирования составляет одни сутки и к концу цикла уровень воды в верхнем бьефе возвращается к исходному положению — УМО. Уровень воды в нижнем бьефе будет соответствовать поступающему расходу в нижний бьеф. Благодаря суточному регулированию в часы малой нагрузки ГЭС в верхнем бьефе запасается избыточный приток, а в часы повышенной нагрузки он срабатывается. Если объем водохранилища достаточен для аккумуляции всего избыточного притока, то этот весь приток используется для увеличения мощности ГЭС по сравнению с мощностью ГЭС при только естественном притоке.

Суточное регулирование позволяет повысить участие ГЭС в покрытии пиков нагрузки и обеспечить более целесообразный равномерный режим работы тепловых и атомных электростанций.

Следует отметить, что режим работы ГЭС с увеличенной мощностью не сопровождается увеличением выработки электроэнергии. Наоборот, если бы ГЭС работала без регулирования на естественном стоке, ее выработка была бы больше.

На режим суточного регулирования ГЭС иногда накладываются ограничения неэнергетических участников комплексного гидроузла (судоходство, рыбное хозяйство, водозабор в нижнем бьефе и т.п.).

Недельное регулирование обеспечивает неравное потребление воды агрегатами ГЭС в течение недели в соответствии с требованием недельных колебаний нагрузки энергосистемы. В выходные дни нагрузка в энергосистеме падает. В этот период ГЭС может снизить свою мощность, а получающийся избыток воды аккумулируется в водохранилище. В рабочие дни ГЭС может увеличить мощность за счет сработки запасенных в водохранилище объемов воды.

При недельном регулировании режим работы ГЭС с увеличенной мощностью, как правило, не сопровождается увеличением выработки электроэнергии. Выработка электроэнергии может увеличиться только в случае сокращения холостых сбросов воды за счет емкости водохранилища. На режим недельного регулирования ГЭС могут также накладываться ограничения неэнергетических участников водохозяйственного комплекса.

Годичное регулирование позволяет перераспределять сток воды в течение года в соответствии с потребностями энергосистемы и водопотребителей. Цикл регулирования равен 1 году. В многоводные периоды водохранилище наполняется, а в маловодные — срабатывается. Для проведения годичного регулирования требуется объем водохранилища, составляющий 5—10 % среднегодового стока при частичном (сезонном) и 40—60 % при полном годичном регулировании.

Водохранилище годичного регулирования позволяет осуществлять суточное и недельное регулирование.

Многолетнее регулирование предназначено для увеличения расхода ГЭС и выработки электроэнергии в маловодные годы за счет стока многоводных лет. При многолетнем регулировании водохранилище наполняется в течение ряда многоводных лет и срабатывается в течение маловодного периода.

Особенностью многолетнего регулирования является непостоянство длительности цикла регулирования. При многолетнем регулировании возможно увеличить гарантированную мощность ГЭС и выработку электроэнергии за счет сокращения или ликвидации холостых сбросов воды.

Рассмотрим некоторые *специальные виды регулирования*.

Компенсирующее регулирование производится верховым водохранилищем каскада ГЭС, чтобы компенсировать неравномерность притока с промежуточного водосбора между створами водохранилища и ГЭС. Возможно производить компенсирующее регулирование ГЭС, расположенных на разных водотоках, но объединенных единой энергетической систе-

мой. Например, водохранилище Братской ГЭС производит компенсирующее регулирование выработки энергии ГЭС Ангара-Енисейского каскада.

Контррегулирование, или перерегулирование расходов воды, поступающей от вышерасположенной ГЭС. Например, ниже по течению за Саяно-Шушенской ГЭС построено контррегулирующее водохранилище Майнской ГЭС, которое выравнивает расходы воды, поступающей от Саяно-Шушенской ГЭС.

Трансформация паводков и половодий производится водохранилищем с целью задержки пиковой части паводка и уменьшения наводнения на реке ниже водохранилища.

Аварийное использование водохранилища ГЭС предусматривает его сработку при аварии в электроэнергетической системе. В этом случае ГЭС принимает на себя дополнительную нагрузку до ликвидации аварии. После ликвидации аварии в энергосистеме сработанный объем восстанавливается за счет снижения нагрузки ГЭС или за счет ближайшего по времени паводка.

В практике проектирования и эксплуатации ГЭС расчеты годичного и многолетнего стоков производятся, как правило, по *диспетчерским графикам*, представляющим собой зависимость расхода воды от отметки верхнего бьефа (или объема воды в водохранилище) и времени.

17.5. Гидроэлектростанции и их энергетическое оборудование

Основным энергетическим оборудованием ГЭС являются гидротурбины и генераторы.

Гидравлической турбиной называется машина, преобразующая энергию движущейся воды в механическую энергию вращения ее рабочего колеса. Гидротурбины разделяют на два класса: активные и реактивные. Общий вид рабочих колес гидротурбин представлен на рис. 17.9.

Активные гидротурбины используют только кинетическую энергию потока. Наиболее распространенными активными гидротурбинами являются ковшовые (рис. 17.9, а).

Реактивные гидротурбины используют и потенциальную энергию. К реактивным гидротурбинам относятся: пропеллерные (рис. 17.9, б), поворотнo-лопастные (рис. 17.9, в), диагональные (рис. 17.9, г), радиально-осевые (рис. 17.9, д).

Каждая система гидротурбины оптимально работает при определенном напоре.

Электрическая часть ГЭС и ГАЭС состоит из электрических машин (соединенных с гидромашинами), трансформаторов и распределительных

Рис. 17.9. Общий вид рабочих колес гидротурбин:

1 — рабочее колесо; 2 — сопло; 3 — регулирующая игла; 4 — отводящий канал; 5 — кожух

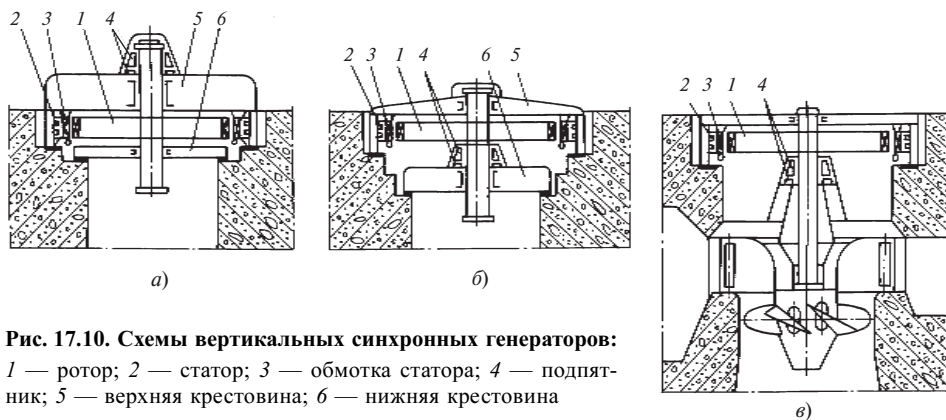
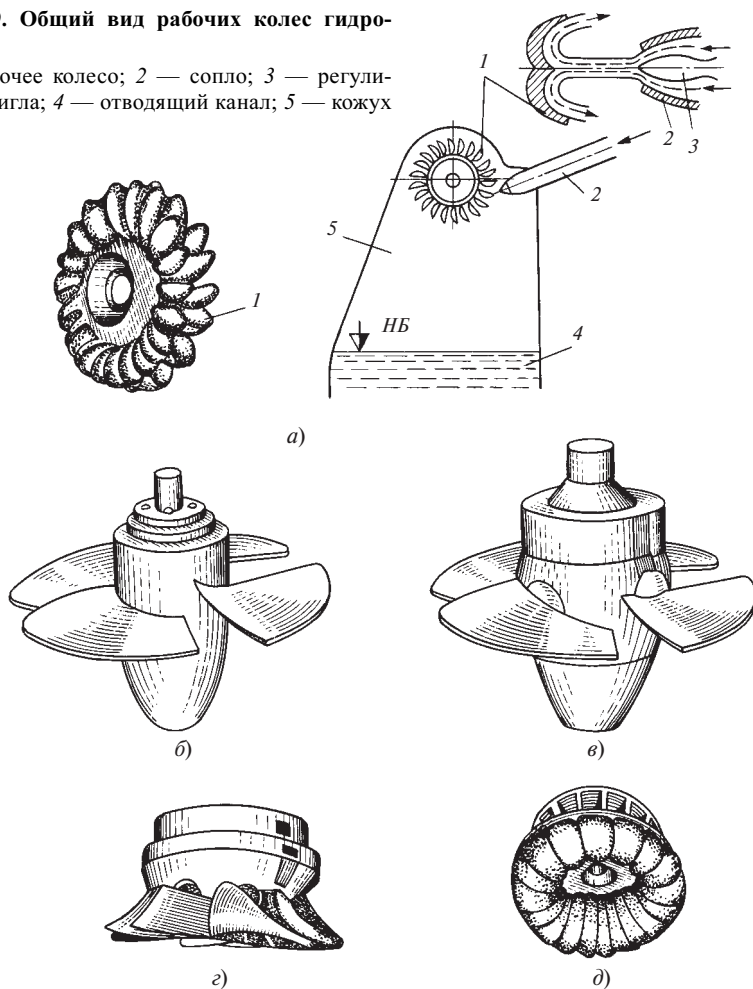


Рис. 17.10. Схемы вертикальных синхронных генераторов:

1 — ротор; 2 — статор; 3 — обмотка статора; 4 — подпятник; 5 — верхняя крестовина; 6 — нижняя крестовина

устройств. Основным элементом электрической части являются электрические синхронные машины переменного тока, работающие:

на ГЭС — в режимах генератора, синхронного компенсатора и вращающегося резерва;

на ГАЭС — в режимах генератора, электродвигателя, синхронного компенсатора и вращающегося резерва.

Гидрогенераторы подразделяются на вертикальные и горизонтальные. *Вертикальные синхронные генераторы ГЭС* выполняются: *подвешенного* типа (рис. 17.10, а), *зонтичного* типа с опорой на нижнюю крестовину (рис. 17.10, б) или зонтичного типа с опорой на крышку турбины (рис. 17.10, в).

17.6. Мощность ГЭС и выработка энергии

В энергосистеме ГЭС обычно используется для выработки электроэнергии, покрытия графика нагрузки, особенно его пиковой части, регулирования частоты электрического тока в системе, в качестве резерва и для выработки реактивной мощности в режиме синхронного компенсатора.

Режим работы ГЭС в энергосистеме зависит от расхода воды, напора, объема водохранилища, потребностей энергосистемы, ограничений по верхнему и нижнему бьефу.

Агрегаты ГЭС по техническим условиям могут быстро включаться, набирать нагрузку и останавливаться. При этом включение и выключение агрегатов, регулирование нагрузки могут происходить автоматически при изменении частоты электрического тока в энергосистеме. Для включения остановленного агрегата и набора полной нагрузки обычно требуется всего 1—2 мин.

Мощность на валу гидротурбины (кВт) определяется как

$$N_T = 9,81 Q_T H_T \eta_T, \quad (17.7)$$

где Q_T — расход воды через гидротурбину, м³/с; H_T — напор турбины, м; η_T — коэффициент полезного действия (КПД) турбины.

Напор турбины равен:

$$H_T = \nabla BB - \nabla HB - \Delta h = H_{\Gamma} - \Delta h, \quad (17.8)$$

где ∇BB , ∇HB — отметки уровня воды соответственно в верхнем и нижнем бьефе, м; H_{Γ} — геометрический напор; Δh — потери напора в водоподводящем тракте, м.

Потери напора обычно составляют 2—5 % H_{Γ} . Значение КПД гидротурбины зависит от ее конструкции, размеров и режимов работы. Коэффициент полезного действия современных крупных гидротурбин может достигать 0,95.

Электрическая мощность гидроагрегата N_a на выводах генератора

$$N_a = N_T \eta_{\text{ген}}, \quad (17.9)$$

где $\eta_{\text{ген}}$ — КПД гидрогенератора. Обычно КПД гидрогенератора равен 0,9—0,98.

Регулирование мощности агрегата ГЭС производится изменением расхода, проходящего через гидротурбину. Мощность ГЭС в i -й момент времени равна:

$$N_{gi} = 9,81 Q_{gi} H_{gi} \eta_{gi}, \quad (17.10)$$

где Q_{gi} , H_{gi} , η_{gi} — расход ГЭС, напор ГЭС и КПД ГЭС соответственно в i -й момент времени.

Выработка электроэнергии ГЭС (кВт · ч) за период времени T (ч) определяется как

$$\mathcal{E}_T = \int_0^T N_{gi} dt. \quad (17.11)$$

В качестве расчетного периода T рассматриваются час, сутки, неделя, месяц, год.

Годовая выработка электроэнергии ГЭС не является постоянной величиной, а изменяется в зависимости от объема стока, поступающего в водохранилище, степени его регулирования и условий эксплуатации ГЭС. При годичном регулировании годовая выработка электроэнергии ГЭС, как правило, существенно колеблется в основном за счет энергоотдачи в паводковый период.

При многолетнем регулировании неравномерность выработки электроэнергии по годам бывает незначительной.

Среднемноголетняя выработка электроэнергии $\bar{\mathcal{E}}$ является важной характеристикой, используемой при определении технико-экономических показателей ГЭС.

Для оценки работы ГЭС в энергосистеме служит условное число часов использования установленной мощности в году T_y , представляющее собой отношение:

$$T_y = \frac{\bar{\mathcal{E}}_r}{N_y}, \quad (17.12)$$

где N_y — установленная мощность ГЭС; $\bar{\mathcal{E}}_r$ — среднегодовая выработка электроэнергии.

Для остропиковых ГЭС $T_y \leq 2000$ ч, а для ГЭС, работающих в полупиковом режиме, T_y возрастает до 4000 ч. Если ГЭС предназначена для базисной работы, то T_y составляет обычно 6000—6500 ч. Теоретическим пределом является $T_y = 8760$ ч.

Эксплуатационный персонал на ГЭС существенно меньше, чем на тепловой или атомной электростанции аналогичной мощности.

Себестоимость выработки электроэнергии на ГЭС обычно в 6—8 раз ниже, чем на ТЭС или АЭС.

17.7. Гидротехнические сооружения ГЭС

При создании водохранилища ГЭС плотины являются основными гидротехническими сооружениями и входят в состав напорного фронта. Существуют две группы плотин: бетонные (железобетонные) и грунтовые.

Бетонные плотины подразделяются на гравитационные, контрфорсные и арочные.

Гравитационная плотина является массивной, ее устойчивость обеспечивается собственным весом (гравитацией).

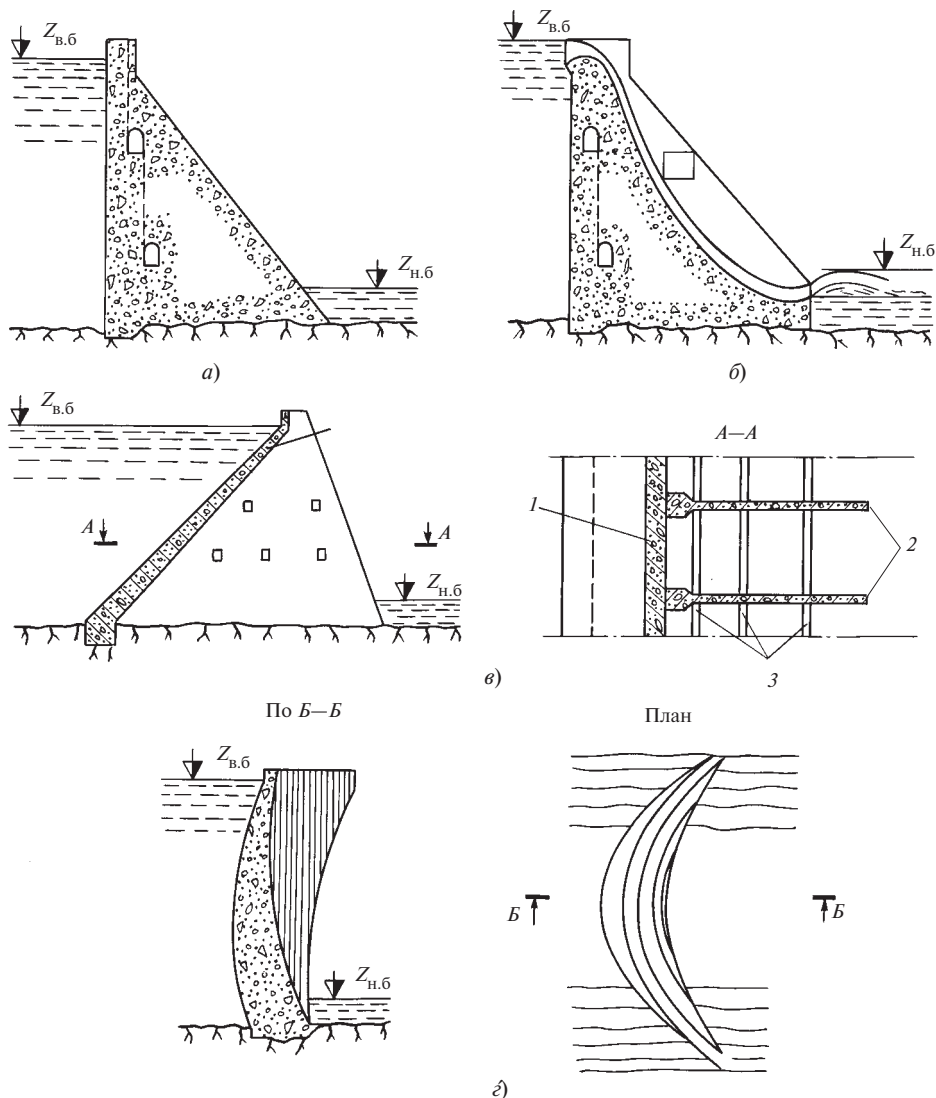


Рис. 17.11. Плотины

Плотина, не допускающая перелив воды через гребень (рис. 17.11, *а*), называется глухой.

Плотина, выполненная с поверхностным водосливом или заглубленными (донными) отверстиями для пропуска воды (рис. 17.11, *б*), называется водосливной.

Контрфорсная плотина (рис. 17.11, *в*) выполняется в виде вертикальных железобетонных ребер 2 (контрфорсов), на которые со стороны верхнего бьефа наклонно укладываются железобетонные плиты 1, воспринимающие давление воды. Контрфорсы соединяются между собой балками жесткости 3. В узких ущельях на скальном основании возводят *арочные плотины* (рис. 17.11, *г*). Арочная плотина, выполненная в виде свода, воспринимает давление воды и передает часть нагрузки на скальные берега и скальное основание.

Плотины из грунтовых материалов разделяются на *земляные* и *каменные*. Земляные плотины по виду возведения могут быть насыпные и намывные. Каменные плотины подразделяются на каменно-набросные и каменной кладки.

На деривационных ГЭС в качестве подводящей или отводящей деривации используются гидротехнические сооружения: туннели, каналы или трубопроводы.

17.8. Гидроаккумулирующие электростанции

Гидроаккумулирующие электростанции создаются, как правило, для суточного аккумулирования энергии в электроэнергетической системе. Недельное аккумулирование требует большой емкости водохранилища и поэтому оказывается выгодным лишь при благоприятных топографических условиях.

ГАЭС покрывает пики графика нагрузки и обеспечивает потребление дешевой электроэнергии в провалы графика нагрузки, выравнивая режимы работы ТЭС, АЭС.

ГАЭС характеризуется высокой маневренностью оборудования в турбинном и насосном режимах. Наличие у ГАЭС значительного регулировочного диапазона нагрузки (в турбинном и насосном режимах) и емкости аккумулирования позволяет очень эффективно использовать их в энергосистеме в качестве нагрузочного (частотного) и аварийного резервов.

Агрегаты ГАЭС могут использоваться в режиме синхронного компенсатора для выработки реактивной мощности и энергии.

Для ГАЭС характерно многообразие установившихся и нормальных эксплуатационных переходных процессов, так как ее гидроагрегаты в течение суток осуществляют многократную смену режимов работы (рис. 17.12).

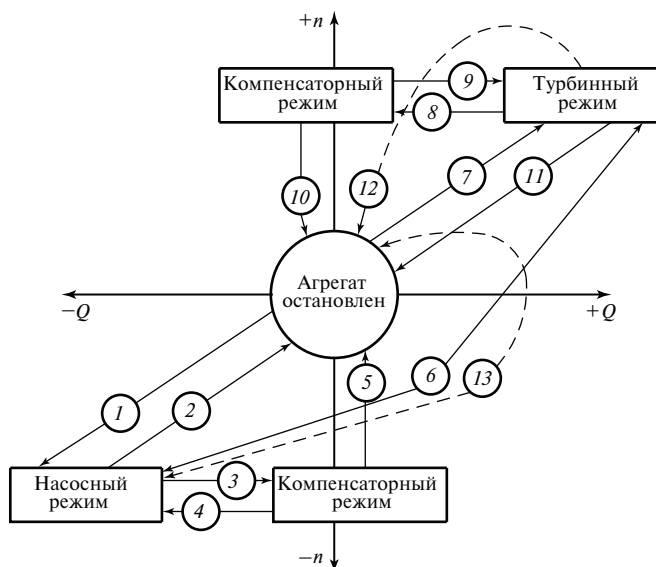


Рис. 17.12. Схема режимов работы гидроагрегатов ГАЭС.

Цифры в кружочках означают переход из одного режима в другой

Продолжительность нормальных эксплуатационных переходных процессов обусловлена параметрами оборудования и сооружений, условиями работы ГАЭС в электроэнергетической системе.

В России эксплуатируется Загорская ГАЭС мощностью 1200 МВт, ведется проектирование других ГАЭС.

В последние годы в мире все большее применение находят агрегаты ГАЭС, работающие с переменными частотами вращения, имеющие более высокий КПД и обладающие и другими преимуществами.

17.9. Солнечная энергетика

Солнечная энергетика — отрасль науки и техники, разрабатывающая теоретические основы, методы и средства использования солнечного излучения или солнечной радиации для получения электрической, тепловой или других видов энергии и использования их в народном хозяйстве.

Солнечное излучение (СИ) — это процесс переноса энергии при распространении электромагнитных волн в прозрачной среде. По квантовой теории электромагнитные волны — это поток элементарных частиц или фотонов с нулевой массой покоя, движущихся в вакууме со скоростью света. В космосе через 1 м^2 в 1 с проходит $3 \cdot 10^{21}$ фотонов, энергия которых зависит от длины волны (мкм).

Источник солнечного излучения — Солнце — излучает в окружающее пространство поток мощности, эквивалентный $4 \cdot 10^{23}$ кВт.

Земля находится от Солнца на расстоянии примерно 150 млн км. Площадь поверхности Земли, облучаемой Солнцем, составляет около $500 \cdot 10^6$ км². Поток солнечной радиации, достигающей Земли, по разным оценкам составляет $(7,5—10) \cdot 10^7$ кВт · ч/год, или $(0,85—1,2) \cdot 10^{14}$ кВт, что значительно превышает ресурсы всех других возобновляемых источников энергии. Если использовать всего 0,1 % всей поверхности Земли для строительства солнечных электростанций (СЭС), то их выработка превысит в 40 раз все потребление энергии человечеством на уровне 1983 г.

Солнечное излучение на поверхность Земли зависит от многих факторов: широты и долготы местности, ее географических и климатических особенностей, состояния атмосферы, высоты Солнца над горизонтом, размещения приемника СИ на Земле и по отношению к Солнцу и т.д. В целом можно выделить как закономерные особенности СИ, так и существенную долю его случайной составляющей. Суммарное СИ, достигающее поверхности Земли, R_{Σ} обычно состоит из трех составляющих: $R_{\text{пр}}$ — прямое СИ, поступающее от Солнца на приемную площадку в виде параллельных лучей; $R_{\text{д}}$ — диффузное, или рассеянное молекулами атмосферных газов и аэрозолей СИ; $R_{\text{отр}}$ — отраженная земной поверхностью доля СИ (для большей части поверхности Земли эта составляющая R_{Σ} обычно незначительна и не учитывается вообще или приближенно учитывается в расчетах). При этом в течение как коротких (минуты, часы), так и длительных (сутки, недели) интервалов времени в данной точке Земли может отсутствовать полностью или частично составляющая $R_{\text{пр}}$. Наконец, в ночные часы отсутствует и R_{Σ} в целом. Это означает, что солнечная энергетическая установка (СЭУ) на Земле имеет нулевую гарантированную мощность при использовании только СИ без сочетания с другими источниками энергии. Кроме того, СИ достигает своего максимума в летний период, когда в России обычно происходит закономерное уменьшение потребления электроэнергии. Соответственно максимум зимнего потребления энергии в стране приходится на период минимального прихода СИ.

Измерение составляющих СИ на Земле производится на актинометрических станциях. Наиболее распространены измерения СИ на горизонтальную и реже на перпендикулярную к СИ приемную площадку. В связи с этим возникают существенные сложности при пересчете этих данных на произвольно ориентированную приемную площадку. Особенно это касается $R_{\text{д}}$, которое в условиях России имеет большой удельный вес в R_{Σ} в течение года. К сожалению, как показывает мировой опыт, простой

перенос имеющихся методов расчета СИ в одной стране на условия другой с другими климатическими условиями дает очень большие ошибки.

Дополнительные сложности для России вносит и очень ограниченное число актинометрических станций, измерения на которых можно использовать в расчетах режимов и параметров СЭУ разного типа и вида.

Поток СИ на Земле существенно меняется, достигая максимума в $2200 \text{ (кВт} \cdot \text{ч)/(м}^2 \cdot \text{год)}$ для северо-запада США, запада Южной Америки, части юга и севера Африки, Саудовской Аравии и Центральной части Австралии. Россия находится в зоне, где поток СИ меняется в пределах от 800 до $1400 \text{ (кВт} \cdot \text{ч)/(м}^2 \cdot \text{год)}$. При этом продолжительность солнечного сияния в России находится в пределах от 1700 до 2000 ч/год и несколько более. Максимум указанных значений на Земле составляет более 3600 ч/год. За год на всю территорию России поступает солнечной энергии больше, чем энергия от всех российских ресурсов нефти, газа, угля и урана. На рис. 17.13 представлены энергоресурсы солнечной энергетики России.

В то же время в мире уже сегодня солнечная энергетика весьма интенсивно развивается и занимает заметное место в топливно-энергетическом комплексе ряда стран, например в Германии. В этой стране, как и в ряде других развитых и развивающихся стран, принят ряд законов на государственном уровне, которые дают существенную поддержку развитию нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ) и, в частности, солнечной энергетике. Без принятия указанных законодательных актов использование НВИЭ было бы практически невозможно, особенно на начальных этапах его становления.

Солнечная энергия на Земле используется с помощью солнечных энергетических установок, которое можно классифицировать по следующим признакам:

- по виду преобразования солнечной энергии в другие виды энергии — тепло или электричество;

- по концентрированию энергии — с концентраторами и без концентраторов;

- по технической сложности — простые (нагрев воды, сушилки, нагревательные печи, опреснители и т.п.) и сложные.

Последние можно разделить на два подвида. Первый базируется в основном на системе преобразования СИ в тепло, которое далее чаще всего используется в обычных схемах тепловых электростанций. К ним относятся: башенные СЭС, солнечные пруды, СЭУ с параболоцилиндрическими концентраторами. Сюда же относятся и солнечные коллекторы, в которых происходит нагрев воды с помощью СИ. Второй подвид СЭУ

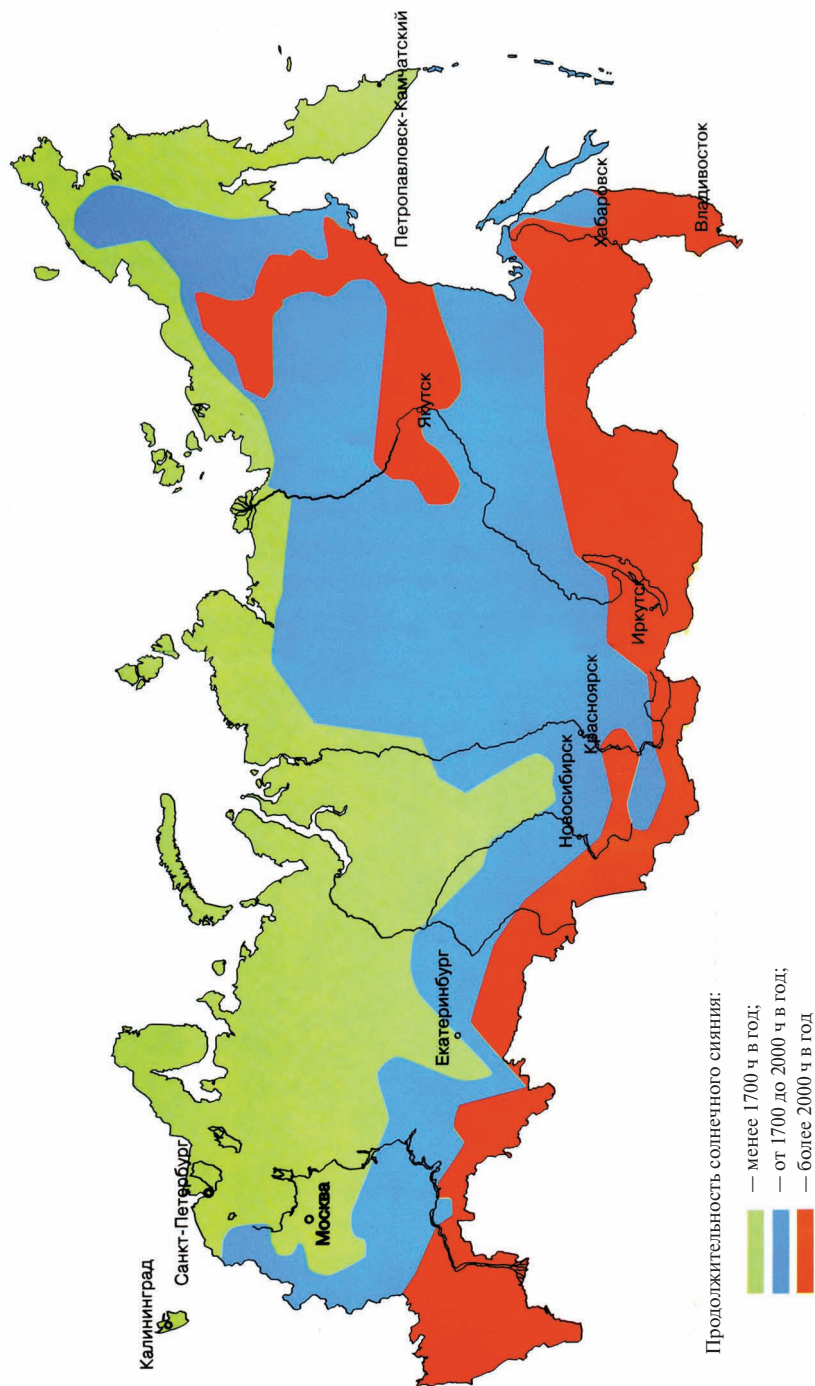


Рис. 17.13. Энергоресурсы России. Солнечная энергия

базируется на прямом преобразовании СИ в электроэнергию с помощью солнечных фотоэлектрических установок (СФЭУ).

Указанные выше различные классификационные признаки СЭУ существенно влияют на их технико-экономические показатели и проблемы их реализации.

Для космических СЭС имеют место следующие основные проблемы: минимизация веса при доставке СЭС в космос; постоянная стабилизация СЭС на Солнце; система передачи энергии на Землю, связанная с необходимостью решения целого ряда проблем по охране окружающей среды, так как передача накопленной энергии в космической СЭС обычно предполагается или лазерным лучом, или в виде жесткого ультракоротковолнового излучения. Оба эти способа могут существенно повлиять на состояние атмосферы, радиосвязь и телевидение.

Для СЭС, работающих в большой энергосистеме, расчеты их эффективности могут базироваться на среднесуточных или даже среднемесячных данных по СИ, которые имеются в обычных справочниках.

Для СЭУ, обеспечивающих энергией автономного потребителя, требуются обычно часовые данные прихода СИ на произвольно ориентированную к Солнцу приемную площадку. Последняя может стационарно находиться на поверхности Земли или на крыше какого-нибудь строения. В первом случае в мировой литературе рекомендуют размещать эти площадки с углом наклона β , равным широте местности φ и ориентированным на юг. Этим обеспечивается максимум прихода прямого СИ на приемную площадку в течение года. Если же учитывать и диффузную составляющую СИ, то угол наклона β должен быть меньше, чем φ . Особенно это касается средних широт России.

Во втором случае приемная площадка может быть произвольно ориентирована на Солнце, что вызывает большие сложности в расчете составляющих СИ. Наконец, приемная площадка может по-разному следить за Солнцем во времени. Экспериментальные данные для условий США ($\varphi = 35^\circ$ сев. широты, юго-западные штаты) показывают, что переход от горизонтальной площадки к наклонной может дать до 16 % увеличения в приходе СИ за год. Соответственно, если организовать непрерывное слежение за Солнцем во времени, то указанное увеличение СИ за год составит до 54 % при значительном усложнении СЭУ в целом и, как следствие, увеличении затрат на нее.

В настоящее время в мире и России наиболее перспективными являются два вида СЭУ: солнечные коллекторы и СФЭУ.

Рассмотрим технические и энергетические особенности каждого из них.

Солнечные коллекторы (СК) — это технические устройства, предназначенные для прямого преобразования СИ в тепловую энергию в системах теплоснабжения (СТС) для нагрева воздуха, воды или других жидко-

стей. Системы теплоснабжения обычно принято разделять на пассивные и активные. Самыми простыми и дешевыми являются пассивные СТС, которые для сбора и распределения солнечной энергии используют специальным образом сконструированные архитектурные или строительные элементы здания или сооружения и не требуют дополнительного оборудования.

В настоящее время в мире все большее распространение получают активные СТС со специально установленным оборудованием для сбора, хранения и распространения СИ, которые по сравнению с пассивными СТС позволяют значительно повысить эффективность использования СИ, обеспечить большие возможности регулирования тепловой нагрузки и расширить область применения солнечных систем теплоснабжения в целом.

Выбор, состав и компоновка элементов активной СТС в каждом конкретном случае определяется многими показателями: климатическими факторами, типом объекта, режимом потребления тепла во времени, технико-экономическими показателями. Специфическими элементами этих СТС и является СК. Все прочие элементы таких СТС широко используются в промышленности и строительстве.

Солнечные коллекторы классифицируются по следующим признакам: по назначению — для горячего водоснабжения, отопления, теплоснабжения; по виду используемого теплоносителя — жидкостные и воздушные; по продолжительности работы — сезонные и круглогодичные; по техническому решению — одно-, двух- и многоконтурные. Кроме того, все СТС делятся на две группы: установки, работающие по разомкнутой или прямоточной схеме (рис. 17.14), и установки, работающие по замкнутой схеме (рис. 17.15).

Наиболее распространены сегодня так называемые плоские СК, позволяющие использовать как прямую, так и диффузную составляющую СИ, которая весьма значительна в условиях России.

Плоский СК представляет собой теплоизолированный с тыльной стороны к СИ и с боков ящик, внутри которого размещены теплопоглощаю-

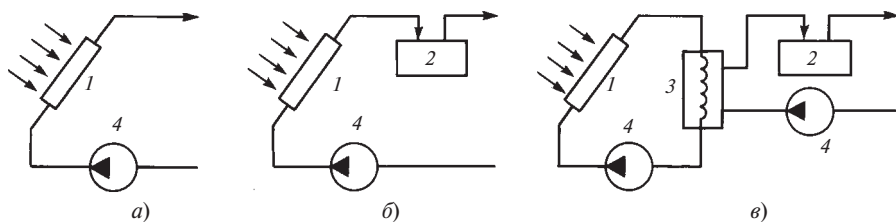


Рис. 17.14. Принципиальные схемы прямоточных систем:

a — без аккумулятора; *б* — с аккумулятором; *в* — с аккумулятором и теплообменником;
1 — солнечный коллектор; *2* — аккумулятор; *3* — теплообменник; *4* — насос

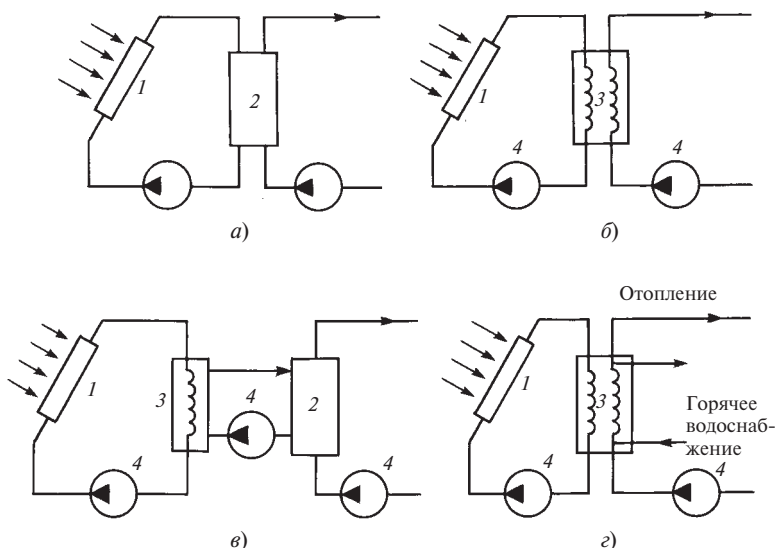


Рис. 17.15. Принципиальные схемы замкнутых систем:

а — с аккумулятором; *б* — с теплообменником; *в* — с теплообменником и аккумулятором; *г* — с теплообменником и аккумулятором для нескольких систем теплоснабжения; 1 — солнечный коллектор; 2 — аккумулятор; 3 — теплообменник; 4 — насос

щие каналы, по которым прокачивается теплоноситель. Сверху СК закрыт светопропускающим материалом. За счет использования СИ в СК температура теплоносителя на выходе из СК $t_{\text{вых}}$ оказывается выше, чем на входе $t_{\text{вх}}$. Регулирование рабочей температуры теплоносителя осуществляется с помощью аппаратуры контроля и управления. Возможный диапазон этой температуры существенно зависит от климатических условий.

Циркуляция теплоносителя в СТС (чаще всего воды) может осуществляться принудительно с помощью небольшого насоса или естественным путем за счет разности гидростатических давлений в столбах холодной и теплой воды. В последнем случае бак должен находиться выше верхней отметки СК.

В ряде стран солнечные коллекторы СТС стали обычным атрибутом жизни. Технологии эффективного нагрева воды для бытовых целей с помощью СИ достаточно хорошо отработаны в мире и весьма доступны на рынке. Наиболее экономически эффективные сферы применения солнечных водонагревательных систем хорошо освоены. Например, в США более 60 % находящихся в среднем на широте Крыма частных и общественных бассейнов обогреваются за счет СИ. При этом используются простейшие и дешевые СТС — бесстекольные, без тепловой изоляции, пластиковые.

В России область распространения СК в настоящее время весьма ограничена при наличии хорошей производственной базы и отработанных тех-

нических решений, отвечающих современным требованиям. Основное препятствие использования СК в России — относительно высокая стоимость.

Современная фотоэнергетика базируется на использовании явления фотоэффекта, которое имеет место в некоторых материалах (например, кремний).

В настоящее время **солнечные фотоэлектрические установки** находят все более широкое применение как источники энергии для средних и малых автономных потребителей, а иногда и для больших солнечных электростанций, работающих в энергосистемах параллельно с традиционными ТЭС, ГЭС и АЭС. Конструктивно СФЭУ обычно состоит из солнечных батарей в виде плоских прямоугольных поверхностей.

За последние десятилетия фотоэнергетика сделала очень большие шаги в решении двух основных проблем: повышении КПД СФЭУ и снижении стоимости их производства.

Наибольшее распространение получили СФЭУ на основе кремния трех видов: монокристаллического, поликристаллического и аморфного. В промышленном производстве находятся СФЭУ со следующими КПД: монокристаллический — 15—18 % (до 24 % на опытных образцах); поликристаллический — 12—14 % (до 16 % на опытных образцах); аморфный — 8—10 % (до 14 % на опытных образцах). Все эти данные соответствуют так называемым однослойным фотоэлементам. Сегодня же исследуются двух- и трехслойные фотоэлементы, которые позволяют использовать большую часть солнечного спектра по длине волны СИ. Для двухслойного фотоэлемента на опытных образцах получен КПД 30 %, а трехслойного — 35—40 %.

Наконец, в последние годы появился весьма перспективный конкурент для кремния в СФЭУ — арсенид галлия. Установки на его основе даже в однослойном исполнении имеют КПД до 30 % при гораздо более слабой зависимости его КПД от температуры.

Известно, что во время работы СФЭУ поверхности их сильно нагреваются, что приводит к снижению их энергетических показателей. Для охлаждения таких установок требуется использовать охлаждающую воду.

Мировая фотоэнергетика в настоящее время представляет собой развивающийся быстрыми темпами сектор энергетического рынка с огромными возможностями для дальнейшего роста. Интерес к фотоэнергетике обусловлен радикальным снижением удельной стоимости 1 кВт мощности СФЭУ за последние 20 лет (в 7 раз) и постепенным приближением ее к уровню экономически оправданных энергетических проектов. Если до 1996 г. на мировом рынке преобладала в основном сфера применения фотоэнергетических технологий в потребительском секторе, а также в коммуникации и связи, то сейчас все больше и больше начинает преобладать сфера чисто энергетического применения фотоэлектричества.

В настоящее время СФЭУ с успехом используются в ряде стран мира, особенно в Японии, Германии и США. В Японии и Германии развитию СФЭУ способствовали специальные государственные программы поддержки этого нетрадиционного сектора современной энергетики. В Германии вначале была принята и успешно реализована в начале 90-х годов XX в. программа «1000 солнечных крыш», а сегодня также успешно реализуется программа «100 тысяч фотоэлектрических крыш». В 1995—1996 гг. в Японии приступили к реализации программы «70 000 фотоэлектрических крыш». В 1998 г. эта программа была пересмотрена в сторону увеличения до 1 млн крыш. В США с 1997 г. реализуется программа «Миллион солнечных крыш».

В 2000 г. США обнародовали новую перспективную цель энергетики страны: строительство солнечной электростанции в Техасе размером 107×107 миль, которая могла бы полностью обеспечить потребности США в электроэнергии.

По экспертным оценкам мощность СФЭУ в мире в 2005 г. составила 1,4 ГВт, а в 2010 г. составит 5,4 ГВт при среднегодовом приросте свыше 35 %.

Сегодня в России имеются хорошая научная база для развития фотоэнергетики и мощное промышленное производство (в Москве, Санкт-Петербурге, Краснодаре, Рязани и других городах), которое способно создавать практически любые современные СФЭУ любого назначения.

Для широкого практического внедрения фотоэлектричества необходима его правовая поддержка государством, а также дальнейшее снижение стоимости 1 кВт установленной мощности.

17.10. Ветроэнергетика

Ветроэнергетика — отрасль науки и техники, разрабатывающая теоретические основы, методы и средства использования энергии ветра для получения механической, тепловой и электрической энергии и определяющая масштабы целесообразного использования ветровой энергии в народном хозяйстве.

Принцип использования ветровой энергии известен и используется человеком очень давно, начиная с ветряных мельниц. Движущийся поток ветра оказывает силовое воздействие на подвижную часть двигателя (рабочее колесо разного вида и конструкции), заставляя его вращаться и передавать полученную энергию другому техническому устройству для совершения полезной и нужной человеку работы (помол зерна, подъем воды из глубины земли, выработка электроэнергии и т.п.).

Кинетическая энергия $\mathcal{E}_{\text{кин}}$ (Дж) воздушного потока со средней скоростью $\bar{v}$ (м/с), проходящего через поперечное сечение F (м²), перпендикулярное $\bar{v}$, и массой воздуха m (кг) рассчитывается по формуле

$$\mathcal{E}_{\text{кин}} = \frac{m\bar{v}^2}{2}. \quad (17.13)$$

Величина m определяется по формуле

$$m = \rho \bar{v} F, \quad (17.14)$$

где ρ — плотность воздуха, кг/м³.

Обычно в расчетах в качестве ρ принимают ее значение, равное 1,226 кг/м³ и соответствующее следующим нормальным климатическим условиям: $t = 15$ °С, $p = 760$ мм рт. ст., или 101,3 кПа. Если в (17.13) в качестве m взять секундную массу воздуха (кг/с), то получим значение мощности, развиваемой потоком воздуха (Дж/с или Вт), т.е.

$$N = 0,5\rho\bar{v}^3 F. \quad (17.15)$$

Для $F = 1$ м² получаем значение удельной мощности (Вт) ветрового потока $N^{\text{уд}}$ (Вт/м²) со скоростью $\bar{v}$ (м/с):

$$N^{\text{уд}} = 0,5\rho\bar{v}^3. \quad (17.16)$$

Обычно в ветроэнергетике используется рабочий диапазон скоростей ветра, не превышающих 25 м/с. Эта скорость соответствует 9-балльному ветру (шторм) по 12-балльной шкале Бофорта. Ниже приведены значения $N^{\text{уд}}$ для указанного рабочего диапазона скоростей ветра:

$\bar{v}$, м/с	2	3	4	5	10	14	18	20	23	25
$N^{\text{уд}}$, Вт/м ²	4,9	16,55	39,2	76,6	613	1682	3575	4904	7458	9578

Преобразование кинетической энергии ветра в электрическую происходит с помощью ветроэнергетических установок (ВЭУ), которые можно классифицировать по следующим признакам:

по мощности — малые (до 10 кВт), средние (от 10 до 100 кВт), крупные (от 100 до 1000 кВт), сверхкрупные (более 1000 кВт);

по числу лопастей рабочего колеса — одно-, двух-, трех- и многолопастные;

по отношению рабочего колеса к направлению воздушного потока — с горизонтальной осью вращения, параллельной (рис. 17.16) или перпендикулярной вектору скорости (ротор Дарье) (рис. 17.17).

В настоящее время в мире и в России наибольшее распространение получили трехлопастные ВЭУ с горизонтальной осью вращения, в состав которых входят следующие основные компоненты: рабочее колесо I ,

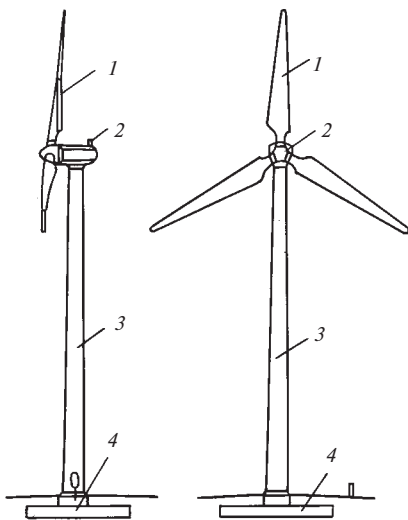


Рис. 17.16. Ветроэнергетическая установка с горизонтальной осью вращения

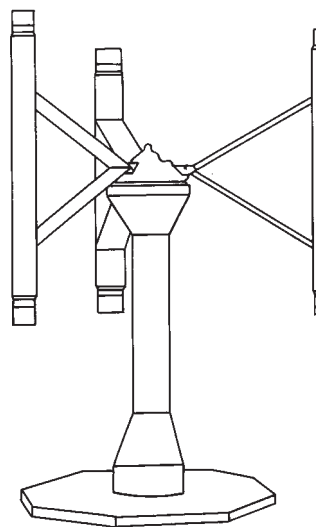


Рис. 17.17. Ветроэнергетическая установка с вертикальной осью вращения

гондola с редуктором 2 и генератором, башня 3 и фундамент 4. (см. рис. 17.16)

Башня — чаще трубообразная, реже — решетчатая, на ней в гондole размещается основное энергетическое, механическое и вспомогательное оборудование ВЭУ, в том числе рабочее колесо или ротор с лопастями, преобразующий энергию ветра в энергию вращения вала, редуктор для повышения частоты вращения вала ротора и генератор. Лопасти ротора могут быть жестко закреплены на его втулке или изменять свое положение в зависимости от скорости ветра для повышения полезной мощности ВЭУ. В качестве генератора могут использоваться: синхронные и асинхронные (чаще всего), а также (реже) асинхронизированные синхронные генераторы.

На рис. 17.18 представлены основные энергетические характеристики ВЭУ с горизонтальной осью вращения с регулируемыми и нерегулируемыми лопастями ротора.

Для каждой ВЭУ можно выделить следующие три характерных значения рабочей скорости ветра: $v_p^{\min}$ — для $0 \leq v \leq v_p^{\min}$ мощность ВЭУ равна нулю; v_p^N — расчетная скорость ветра по мощности, для $v_p^{\min} < v \leq v_p^N$ мощность ВЭУ меняется в зависимости от скорости ветра и частоты вращения ротора; $v_p^{\max}$ — для $v > v_p^{\max}$ мощность ВЭУ равня-

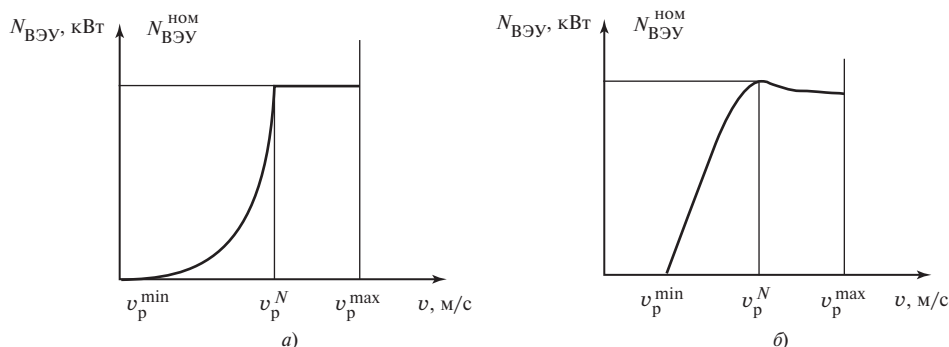


Рис. 17.18. Энергетические характеристики ВЭУ:

а — с регулируемыми лопастями ротора; *б* — с нерегулируемыми лопастями ротора

ется нулю за счет принудительного торможения ротора или разворота его лопастей параллельно вектору скоростей ветра.

Для ориентировочных расчетов в диапазоне скоростей ветра от $v_p^{\min}$ до v_p^N полезная мощность ВЭУ $N_{\text{ВЭУ}}$ (кВт) для заданной скорости ветра $\bar{v}$ (м/с) на высоте башни H_6 (м) и диаметре ротора ВЭУ D_1 (м) рассчитывается по формуле

$$N_{\text{ВЭУ}} = N^{\text{уд}} F_{\text{ВЭУ}} \eta_p \eta_r \zeta 10^{-3}, \quad (17.17)$$

где $N^{\text{уд}}$ (Вт/м²) определяется по (17.16); $F_{\text{ВЭУ}}$ (м²) — ометаемая площадь ВЭУ с горизонтальной осью вращения, определяемая по формуле

$$F_{\text{ВЭУ}} = \frac{\pi D_1^2}{4}; \quad (17.18)$$

ζ — коэффициент мощности, обычно принимаемый равным 0,45 в практических расчетах, отн. ед.; η_p — КПД ротора (порядка 0,9), отн. ед.; η_r — КПД генератора (порядка 0,95), отн. ед.

После подстановки всех указанных значений в (17.17) получаем для ориентировочных расчетов

$$N_{\text{ВЭУ}} = 1,85 D_1^2 v^3. \quad (17.19)$$

Для малых ВЭУ $v_p^{\min}$ находится обычно в пределах 2,5—4 м/с, а v_p^N — от 8 до 10 м/с. Для крупных ВЭУ указанные значения составляют 4—5 м/с и 12—15 м/с соответственно. Предельная допустимая скорость ветра по соображениям прочности ВЭУ равна 60 м/с.

Уровень шума крупных ВЭУ непосредственно у основания башни не превышает 95—100 дБ. Обычно для энергетических целей исполь-

зуют кинетическую энергию приземного слоя воздуха высотой не более 200 м с максимальной его плотностью ρ . При этом для повышения мощности единичной ВЭУ с заданным диаметром ротора D_1 (м) стремятся увеличить высоту башни H_6 (м), так как скорость ветра увеличивается с высотой по сложной степенной зависимости.

Чем выше расчетная скорость ветра, тем выше эффективность ВЭУ. Обычно в качестве нее применяется среднегодовая скорость ветра $\bar{v}_0$ (м/с), которая относительно мало меняется по годам. В то же время скорость ветра в течение года может существенно меняться во времени (как в течение суток, так и года в целом). Для нее характерны случаи, когда скорость ветра равна нулю (штиль), или не превышает $v_p^{\min}$ (в этом случае мощность ВЭУ равна нулю из-за малой скорости ветра), или превышает $v_p^{\max}$ (здесь мощность ВЭУ также равна нулю, но уже по соображениям прочности сооружений). Это означает, что гарантированная мощность ВЭУ в этих случаях равна нулю, и использование ВЭУ может лишь привести к экономии других видов энергоресурсов. Процесс изменения скорости ветра в течение года имеет свои закономерные зависимости (зимой скорость ветра выше, чем летом; в полдень выше, чем утром), а также существенную случайную составляющую. Для описания процесса изменения скорости ветра во времени требуются ежедневные наблюдения за скоростью ветра в данной точке не менее чем для 10—12 лет. Для описания ветрового процесса используются различные характерные функции распределения для разных географических зон России: распределения Гриневича, Рэля, Вейбулла—Гудрича и др. Обычно они представляют собой зависимость частоты появления скорости v_i (м/с) в течение года t_i (v_i) в часах или относительных единицах. Указанные зависимости называются также кривыми дифференциальной повторяемости скоростей ветра $t(v)$ и рассчитываются для условий ровной местности и высоты флюгера 10 м. Учет реальных условий местности (впадин, холмов, строений, леса и т.п.) производится путем пересчета указанной $t(v)$ с помощью специальных коэффициентов (в России обычно принимается шкала Милевского).

В ветроэнергетических расчетах учитывается также и «роза ветров», т.е. характерные направления скоростей ветра в данной точке в течение года. Особое значение «роза ветров» приобретает в случае строительства ветропарков или ветроэлектростанций (ВЭС), состоящих из нескольких ВЭУ (десятков—сотен) в данной местности.

Для оценки перспективности ВЭУ в данной местности или регионе необходимо знать его валовые, технические и экономические ветроэнергетические ресурсы. На рис. 17.19 представлены энергоресурсы ветроэнергетики России.

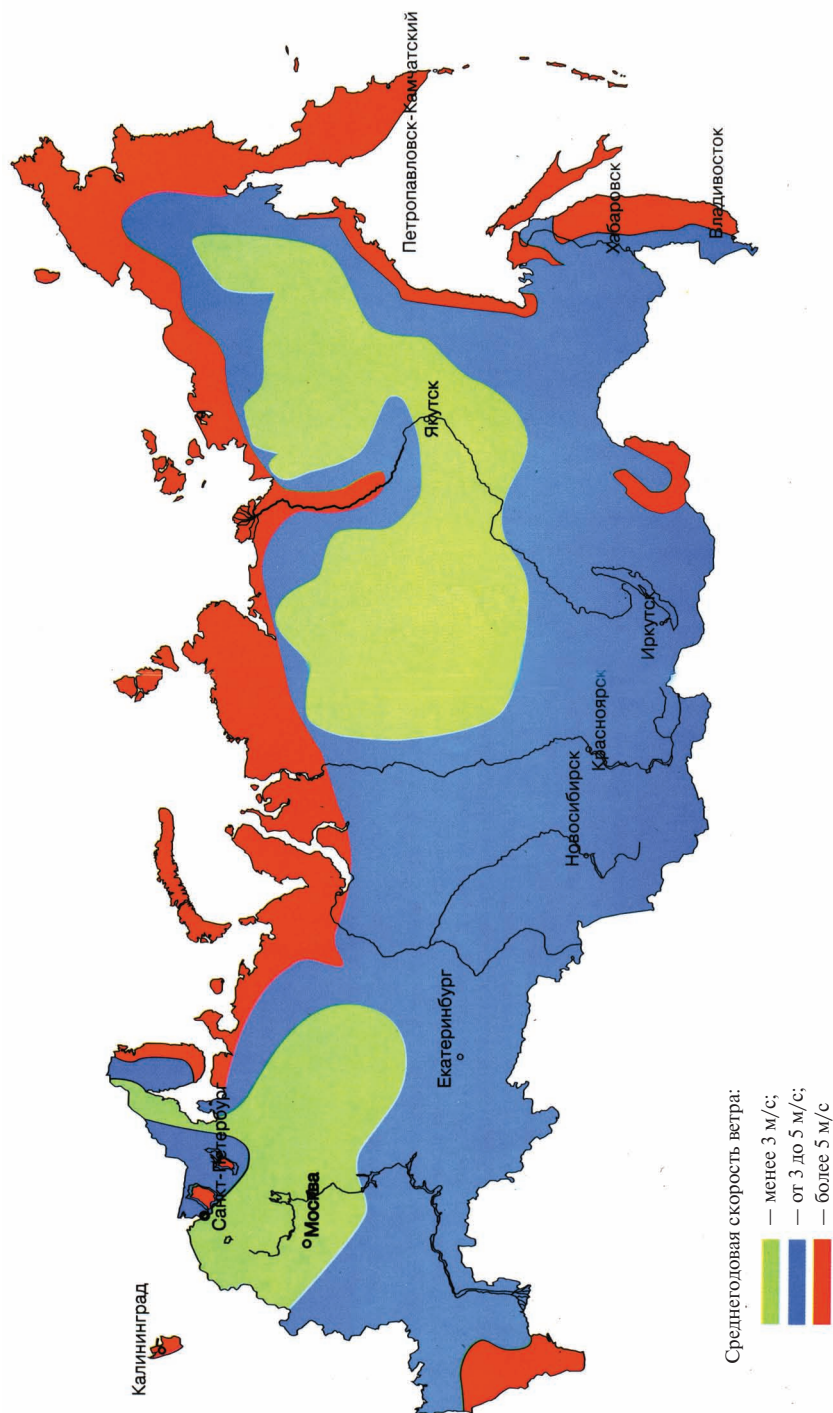


Рис. 17.19. Энергоресурсы России. Ветровая энергия

Для России в целом указанные виды ресурсов соответственно равны: 80 000; 6218 и 31 ТВт·ч. В настоящее время использование указанных ресурсов ветра в России практически неощутимо. Обычно в мировой практике принято считать, что, если среднегодовая скорость ветра в данной местности превышает 5 (или 6) м/с, то использование ВЭУ здесь весьма перспективно. Для среднегодовых скоростей ветра от 3 до 5 (6) м/с необходимы детальные технико-экономические расчеты, в том числе и учет условий использования ВЭУ — в объединенной или локальной энергосистеме или для питания автономного потребителя, а также конкретные социально-экологические и экономические характеристики рассматриваемого региона.

Весьма перспективным для России представляется совместное использование ВЭУ и дизельных энергоустановок (ДЭУ), которые в настоящее время составляют основы локальных систем электроснабжения обширных северных и приравненных к ним территорий страны. Использование энергии ветра в России весьма незначительно, хотя в стране имеется хороший производственный потенциал для разработки серийных или массовых ВЭУ любой мощности (от сотен ватт до 1 МВт).

Весьма ощутимы успехи развития ветроэнергетики в мире, где ежегодный прирост мощности в последнее пятилетие составляет 30 % и более в разных странах. На 01.01.2006 г. общая установленная мощность в мире составила 59 264 МВт при годовом приросте мощности 11 408 МВт (29 %). По оценкам экспертов, установленная мощность ВЭУ в мире к 2010 г. вырастет по сравнению с современным уровнем более чем в 2,5 раза и достигнет 14 879 МВт. При этом абсолютным лидером здесь является Германия, где установленная мощность на 01.01.2006 г. составила 18 445 МВт (при годовом приросте в 1808 МВт) при прогнозе на 2010 г. — 26 495 МВт. В России построена Крюковская ВЭС мощностью 5,1 МВт (20 агрегатов по 225 кВт и один агрегат 600 кВт, г. Калининград), Анадырская ВЭС (Чукотка) мощностью 2,5 МВт (10 агрегатов по 250 кВт) и строится Элистинская ВЭС (Калмыкия) мощностью 22 МВт (22 агрегата по 1 МВт).

Десятки фирм в разных странах мира сегодня представляют на рынок серийные ВЭУ мощностью от нескольких сотен ватт до 2—4 МВт.

17.11. Геотермальная энергетика

Ресурсы геотермальной энергии на территории России имеют значительный промышленный потенциал, в том числе и энергетический. Запасы тепла Земли с температурой 30—40 °С (рис. 17.20) имеются практически на всей территории России, а в отдельных регионах имеются геотермальные ресурсы с температурой до 300 °С. В зависимости от температуры геотермальные ресурсы используются в различных отраслях народного

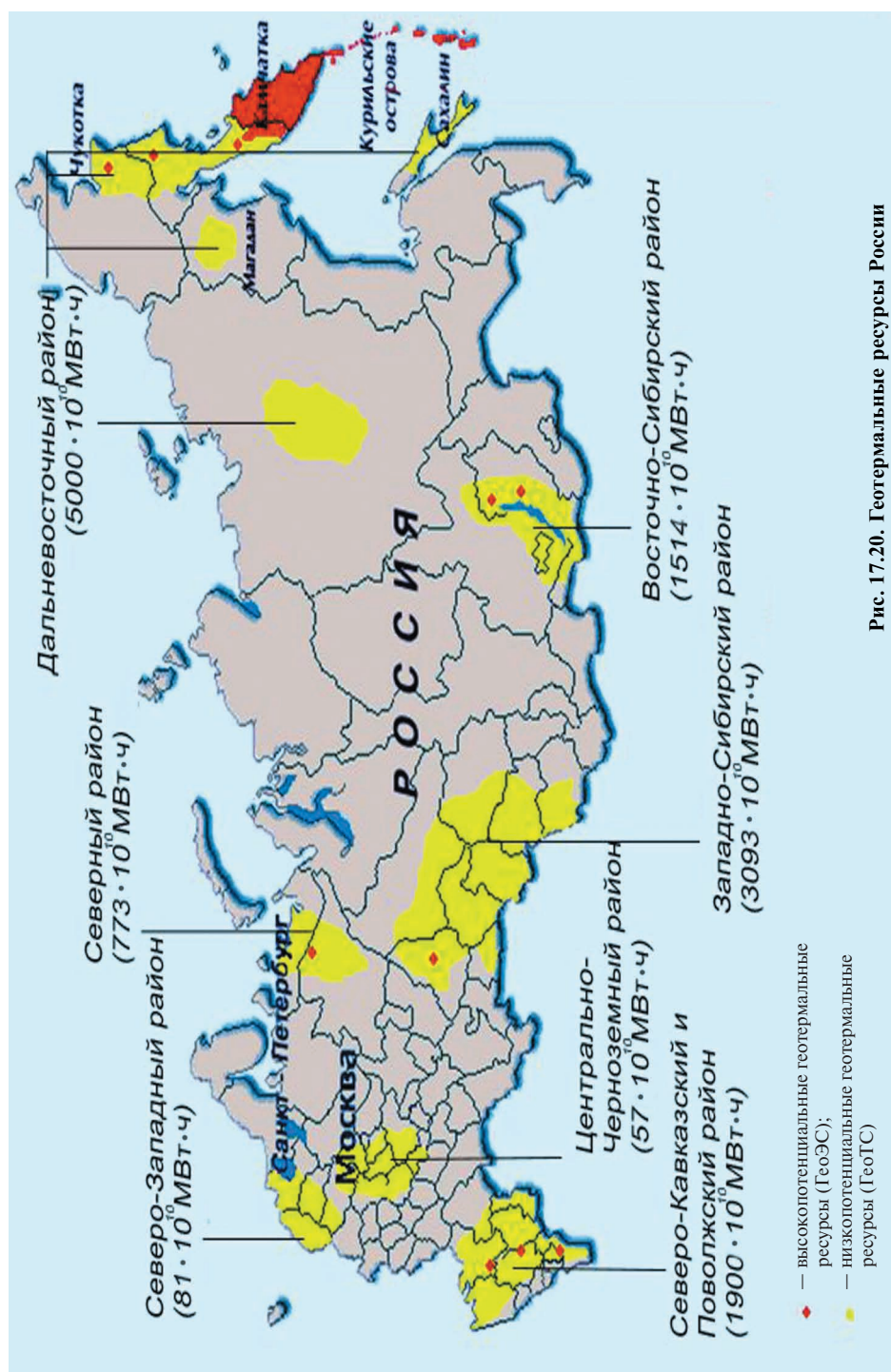


Рис. 17.20. Геотермальные ресурсы России

хозяйства: электроэнергетике, теплофикации, промышленности, сельском хозяйстве, бальнеологии.

При температурах геотермальных ресурсов свыше $130\text{ }^{\circ}\text{C}$ возможно получение электроэнергии на одноконтурных *геотермальных электростанциях* (ГеоЭС). Однако ряд регионов России располагают значительными запасами геотермальных вод с более низкой температурой порядка $85\text{ }^{\circ}\text{C}$ и выше (см. рис. 17.20). В этом случае можно получить электроэнергию на ГеоЭС с бинарным циклом. Бинарные электрические станции — это двухконтурные станции с использованием в каждом контуре своего рабочего тела. К бинарным также иногда относят одноконтурные станции, которые работают на смеси двух рабочих тел — аммиака и воды (рис. 17.21).

Первые геотермальные электростанции в России были построены на Камчатке в 1965—1967 гг.: Паужетская ГеоЭС, которая работает и в настоящее время производит самую дешевую электроэнергию на Камчатке, и Паратунская ГеоЭС с бинарным циклом. В дальнейшем в мире было построено около 400 ГеоЭС с бинарным циклом.

В 2002 г. введена в эксплуатацию на Камчатке Мутновская ГеоЭС с двумя энергоблоками общей мощностью 50 МВт.

Технологической схемой электростанции предусмотрено использование пара, получаемого двухступенчатой сепарацией пароводяной смеси, забираемой из геотермальных скважин.

После сепарации пар с давлением 0,62 МПа и степенью сухости 0,9998 поступает на двухпоточную паровую турбину, имеющую восемь ступеней. В паре с паровой турбиной работает генератор номинальной мощностью 25 МВт и напряжением 10,5 кВ.

Для обеспечения экологической чистоты в технологической схеме электростанции предусмотрена система закачки конденсата и сепарата обратно в земные пласты, а также предотвращения выбросов сероводорода в атмосферу.

Геотермальные ресурсы широко используются для теплоснабжения, особенно при прямом использовании горячей геотермальной воды.

Низкопотенциальные геотермальные источники тепла с температурой от 10 до $30\text{ }^{\circ}\text{C}$ целесообразно использовать с помощью тепловых насосов. Тепловой насос — машина, предназначенная для передачи внутренней энергии от теплоносителя с низкой температурой к теплоносителю с высокой температурой с помощью внешнего воздействия для совершения работы. В основе принципа работы теплового насоса лежит обратный цикл Карно.

Тепловой насос, потребляя 1 кВт электрической мощности, выдает в систему теплоснабжения от 3 до 7 кВт тепловой мощности. Коэффициент

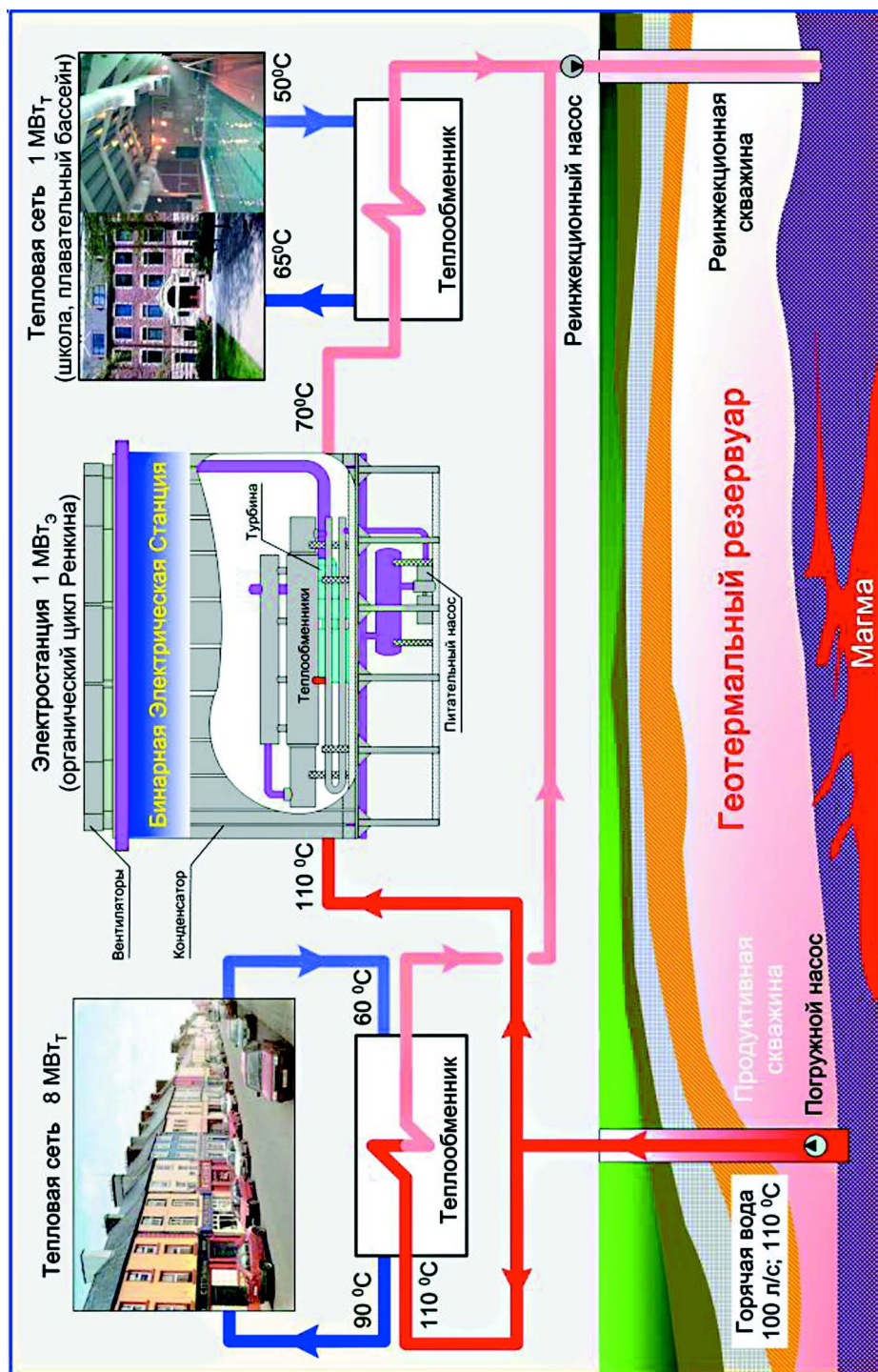


Рис. 17.21. Схема использования блочной бинарной ГеоЭС для выработки электрической и тепловой энергии

трансформации изменяется в зависимости от температуры низкопотенциального геотермального источника.

Тепловые насосы нашли широкое применение во многих странах мира. Наиболее мощная теплонасосная установка работает в Швеции тепловой мощностью 320 МВт и использует тепло воды Балтийского моря.

Эффективность использования теплового насоса определяется в основном соотношением цен на электрическую и тепловую энергию, а также коэффициентом трансформации, обозначающим, во сколько раз больше производится тепловой энергии по сравнению с затраченной электрической (или механической) энергией.

Наиболее экономична работа тепловых насосов в период прохождения минимальных нагрузок в энергосистеме. Их работа может способствовать выравниванию графиков электрической нагрузки энергосистемы.

Контрольные вопросы

1. Как определить сток реки?
2. Как определить мощность и потенциальную выработку энергии на участке водотока?
3. Дайте классификацию гидроэнергетических ресурсов.
4. Назовите типы гидроэнергетических установок.
5. В чем различие основных схем использования водной энергии?
6. Назовите характерные уровни и объемы воды в водохранилище.
7. Какое назначение основных и специальных видов регулирования стока?
8. Нарисуйте схемы основных видов гидротурбин.
9. Напишите формулу мощности ГЭС в любой момент времени.
10. Как определить выработку электроэнергии ГЭС за год?
11. Нарисуйте схемы основных бетонных плотин.
12. Назовите режимы работы гидроаккумулирующей электростанции.
13. Назовите составляющие солнечного излучения.
14. Дайте классификацию солнечных энергетических установок.
15. Дайте классификацию ветроэнергетических установок.
16. Нарисуйте энергетические характеристики ВЭУ.

Литература для самостоятельного изучения

- 17.1. **Использование** водной энергии: учебник для вузов / под ред. Ю.С. Васильева. — 4-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1995.
- 17.2. **Васильев Ю.С., Виссарионов В.И., Кубышкин Л.И.** Решение гидроэнергетических задач на ЭВМ. М.: Энергоатомиздат, 1987.
- 17.3. **Непорожний П.С., Обрезков В.И.** Введение в специальность. Гидроэлектростанции: учебное пособие для вузов. — 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1990.
- 17.4. **Водно-энергетические** и водохозяйственные расчеты: учебное пособие для вузов / под ред. В.И. Виссарионова. М.: Издательство МЭИ, 2001.

- 17.5. **Расчет** ресурсов солнечной энергетики: учебное пособие для вузов / под ред. В.И. Виссарионова. М.: Издательство МЭИ, 1997.
- 17.6. **Ресурсы** и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России / Коллектив авторов. СПб.: Наука, 2002.
- 17.7. **Дьяков А.Ф., Перминов Э.М., Шакарян Ю.Г.** Ветроэнергетика России. Состояние и перспективы развития. М.: Издательство МЭИ, 1996.
- 17.8. **Расчет** ресурсов ветроэнергетики: учебное пособие для вузов / под ред. В.И. Виссарионова. М.: Издательство МЭИ, 1997.
- 17.9. **Мутновский** геотермальный электрический комплекс на Камчатке / О.В. Бритвин, О.А. Поваров, Е.Ф. Клочков и др. // Теплоэнергетика. 2001. № 2. С. 4—10.

НАКОПИТЕЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Содержание

- 18.1. Основные виды накопителей электрической энергии
- 18.2. Аккумуляторные батареи
 - 18.2.1. Основные виды аккумуляторных батарей
 - 18.2.2. Применение аккумуляторных батарей
- 18.3. Суперконденсаторы
 - 18.3.1. Принцип действия
 - 18.3.2. Примеры применения суперконденсаторов
- 18.4. Сверхпроводящий индуктивный накопитель (СПИН)
 - 18.4.1. Принцип действия
 - 18.4.2. Применение СПИН
- 18.5. Маховики
 - 18.5.1. Принцип действия
 - 18.5.2. Применение маховиковых накопителей
- 18.6. Гидро- и воздушно-аккумулирующие накопители
- Контрольные вопросы
- Литература для самостоятельного изучения

18.1. Основные виды накопителей электрической энергии

Совет по накопителям энергии, созданный в США, называет их «шестым измерением» производства и распределения электроэнергии. Накопители энергии оптимальным образом соединяют между собой основные производства энергетики и потребления электроэнергии. Тем самым оптимизируется вся инфраструктура энергетики, топливоснабжение, генерирование, передача, распределение электроэнергии и обслуживание потребителей. Накопители также играют важную роль в агрегатах бесперебойного питания (АБП).

В настоящее время используются следующие основные виды накопителей:

1. *Аккумуляторные батареи* — широко распространенное средство накопления энергии.

Кроме традиционных кислотных все шире применяются усовершенствованные аккумуляторы на основе сульфида натрия и никель-кадмиевые, с лучшими характеристиками и большим сроком службы, чем кислотные. Внедряются особо компактные ионно-литиевые аккумуляторы. Цикл накопления энергии — суточный.

Родственны по реакциям химическим аккумуляторам регенеративные топливные элементы на основе электролитов: бромид цинка, бромид ванадия или бромид натрия. Разделение электролита в них осуществляется с помощью ионообменных мембран.

2. *Суперконденсаторы* — усовершенствованные конденсаторы, работающие на постоянном напряжении и имеющие очень высокую плотность заряда благодаря выбору конструкции и обработке материала электродов. Емкость таких конденсаторов может достигать нескольких фарад.

Компания Eestor (США) считает возможным разработать материал для суперконденсаторов с удельной энергией $280 \text{ Вт} \cdot \text{ч/кг}$, для литий-ионных батарей эта величина составляет только $120 \text{ Вт} \cdot \text{ч/кг}$, а для кислотных аккумуляторов — только $32 \text{ Вт} \cdot \text{ч/кг}$.

Разработанная в университете Arizona технология DESDs (Digitated Energy Storage Devices) с использованием нанопор в диэлектрике, позволяет получить в 10 000 раз большую плотность заряда, чем в обычных конденсаторах.

Срок службы суперконденсаторов, как правило, выше, чем обычных.

Применяются суперконденсаторы главным образом на электротранспорте, как накопитель для пусковых токов, разгружающий от них аккумулятор, но есть перспективы использования их и в энергетике.

3. *Сверхпроводниковые накопители* (СПИН) запасают энергию в магнитном поле индуктивной катушки из сверхпроводника, образуемом протеканием постоянного тока. Их главное преимущество — высокий КПД преобразования (больше 95 %) и возможность выдавать мощность практически мгновенно. Сверхпроводящие накопители выдерживают тысячи циклов «заряд-разряд» без каких-либо последствий для них.

4. *Маховиковые накопители* запасают кинетическую энергию при разгоне ротора, чтобы далее отдать ее в нужный момент в виде электроэнергии. В качестве разгонного двигателя и средства отбора электроэнергии используется обычно вертикальный двигатель-генератор. Цикл накопления энергии — минуты.

Высокоскоростные маховики изготавливаются из совершенных композитных материалов с низкой массой и большой прочностью к центробежным силам. Они более компактны по сравнению с низкоскоростными, маховик которых выполняется из металла. Недостатком кинетических накопителей является большая потребность в уходе, чем для химических аккумуляторов.

5. Гидроаккумулирующие и воздушно-аккумулирующие накопители, лежащие в основе электрических станций и установок, использующих законы воды и сжатого воздуха.

Накопители обеспечивают:

управление режимами нагрузки — разряд накопителя во время пика нагрузки и зарядка в ночное время (выравнивание дневного и ночного графиков нагрузки);

управление потоками мощности — питание местных нагрузок, когда с этим не справляется общая сеть;

резерв — возможность быстрого замещения вышедшего из работы крупнейшего генератора в энергосистеме;

помощь установкам, использующим возобновляемые источники энергии — выравнивание графика подачи мощности;

повышение возможности передачи электроэнергии — участие в управлении устойчивостью, регулировании напряжения, частоты и реактивной мощности, повышающие стабильность работы электрических сетей;

выравнивание графика нагрузки в электрических сетях со значительной долей распределенных источников электрической энергии;

повышение качества электроэнергии — поддержание стабильности напряжения установкой накопителей, как на питающих линиях, так и непосредственно у потребителей, особенно при резко переменном характере нагрузки. Источник мощности для непрерывного электроснабжения;

поддержку работы потребителей с режимами частого торможения и пуска, особенно, в режимах рекуперативного торможения.

Накопители энергии позволяют снизить требования к диапазону регулирования электростанций, работающих в базисном режиме, повысить эффективность работы ЛЭП, нагрузка которых составляет в среднем 50—65 % их пропускной способности.

Накопители, как резерв мощности, помогут и в случае системных аварий, так, например, воздушно-аккумулирующая электростанция (ВАЭС) Norton в Охайо мощностью 2700 МВт, создаваемая несколько лет, имеет целью подключение к сети First Energy Corp., в которой отказ ВЛ привел к крупнейшей системной аварии в США и Канаде в августе 2003 г. По мнению специалистов по накопителям и по передаче электроэнергии ВАЭС Norton могла бы остановить развитие системной аварии.

Важную роль координации действий отдельных производителей и потребителей электроэнергии играют накопители в распределительных сетях с мелкими генерирующими установками.

Первоочередная задача внедрения накопителей долговременного цикла за рубежом — резервирование ветрокомплексов.

Выбор системы накопления энергии зависит от потребностей сети — выравнивание графика нагрузки требует продолжительной выдачи большой мощности в сеть, обеспечение бесперебойного электроснабжения критичных к этому потребителей требует выдачи мощности до включения резервных агрегатов, демпфирование фликера и подсинхронного резонанса требуют высокого быстродействия и сравнительно небольшой запасаемой энергии.

Соответственно для суточного регулирования экономически наиболее целесообразны в настоящее время гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) и ВАЭС, для кратковременного регулирования — аккумуляторные и сверхпроводниковые накопители.

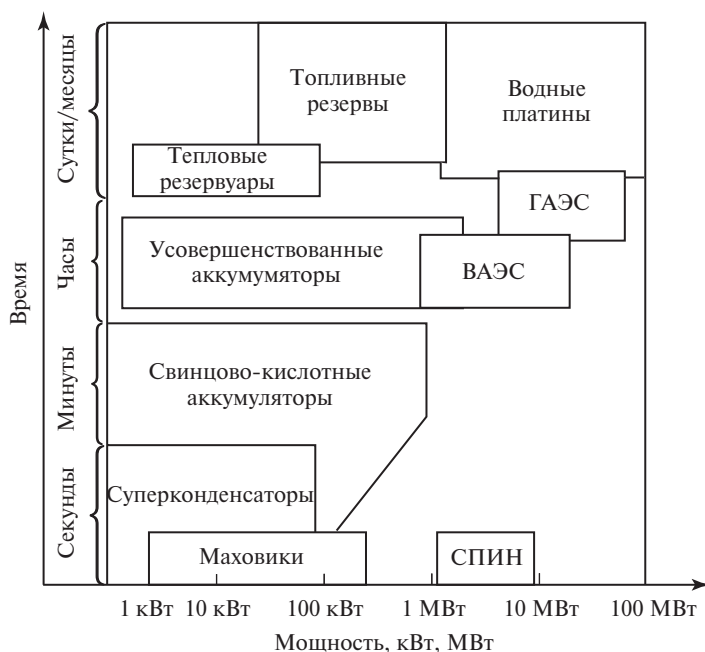


Рис. 18.1. Диаграмма областей применения разных видов накопителей в зависимости от их мощности и времени разряда накопленной энергии

На рис. 18.1 показаны области применения разных видов накопителей в зависимости от их мощности и времени разряда накопленной энергии.

18.2. Аккумуляторные батареи

18.2.1. Основные виды аккумуляторных батарей

Свинцово-кислотные аккумуляторы. Обычно типичной ассоциацией со словом «аккумулятор» являются свинцово-кислотные аккумуляторы. Данная электрохимическая система разработана в XIX в., с тех пор претерпела множество изменений, но, тем не менее, остается одним из самых распространенных типов аккумуляторов ввиду своей дешевизны, известности, отработанной технологии производства. В свинцово-кислотных аккумуляторных батареях (СКА) электролитом является раствор серной кислоты, активным веществом положительных пластин — диоксид свинца PbO_2 , отрицательных пластин — свинец Pb . В процессе заряда и разряда аккумулятора на электродах происходят электрохимические окислительно-восстановительные реакции, а электролит является средой для транспорта ионов между электродами. Забегая вперед необходимо отметить, что любой электрохимический аккумулятор имеет в своем

составе эти элементы, выполняющие те же самые функции, меняются только применяемые вещества. Как уже говорилось выше, СКА достаточно широко известны и распространены, однако, наряду с достоинствами обладают и крупными недостатками — малой энергоемкостью (на уровне 10—30 Вт·ч/кг), в них используется токсичный свинец, что создает определенные трудности при утилизации отработавших ресурс устройств, малое количество циклов заряд-разряд и низкая глубина разряда у большинства их разновидностей.

Свинцово-кислотные аккумуляторные батареи используются в самых различных областях, за исключением портативных — там серьезным препятствием является их низкая удельная энергоемкость. Отдельно можно выделить стартерные, тяговые и буферные СКА. Первые используются для запуска двигателей автомобилей, поэтому рассчитаны на разряд относительно высокими токами имеют тонкие электродные пластины. Их удельная энергоемкость выше, чем у стационарных аккумуляторов. Стационарные аккумуляторы наоборот рассчитаны на длительный разряд относительно малыми токами, глубина их разряда несколько выше, а массогабаритные характеристики хуже. Тяговые аккумуляторы занимают промежуточное положение между этими двумя типами и предназначены для использования на цеховом транспорте (электрокары, погрузчики), до недавнего времени также широко использовались на электротранспорте. Различают СКА закрытого и открытого типа. В режиме, когда напряжение на элементе аккумулятора превышает 2,4 В, начинается электрохимическое разложение электролита, что приводит к выделению водорода. В аккумуляторах открытого типа газ сбрасывается в окружающую среду через специальные пробки, снабженные клапанами. В таких аккумуляторах необходимо контролировать уровень и плотность электролита и периодически восполнять потери воды. Поэтому такие аккумуляторы считаются обслуживаемыми. Наиболее распространены аккумуляторы открытого типа в стационарных условиях, таких как системы бесперебойного питания. Целесообразность отхода от обслуживания системы привела к появлению аккумуляторов закрытого типа — со встроенными рекомбинаторами продуктов электролиза. Кроме того, произошел переход от жидкого электролита к гелиевому или адсорбированному в матрице (например, ткани на основе стекловолокна). Такие аккумуляторы получили возможность работы в любом положении относительно горизонтальной поверхности, так как электролит перестал представлять собой свободную жидкую фазу. Разрабатываются и применяются новые добавки в состав электродов и электролитов, позволяющие увеличить допустимую глубину разряда и ресурс. В настоящее время доступны аккумуляторы с улучшенными ресурсными характеристиками, достигающими 3000 циклов при глубине разряда 50 %.

Никель-кадмиевые аккумуляторы также известны достаточно давно. Принцип действия основан на формировании гидроокиси кадмия на аноде и гидрооксида никеля — на катоде.

Их энергоемкость почти в 2 раза выше, чем СКА, они работоспособны при низких температурах, при этом допустимые токи заряда и разряда также существенно выше. Эти достоинства позволили никель-кадмиевым аккумуляторам найти широкое применение на транспорте, в авиации и стационарных системах. В то же время никель-кадмиевым аккумуляторам присущ такой недостаток как эффект памяти — энергоемкость резко падает при неполном разряде или заряде, для ее восстановления требуются специальные алгоритмы заряда. Таким образом, длительное хранение никель-кадмиевых аккумуляторов возможно только в полностью заряженном состоянии. Также существенным является то обстоятельство, что смена полярности аккумулятора приводит к обильному газовыделению и разрушению аккумулятора. Такая ситуация возможна при снижении напряжения на нескольких элементах, соединенных последовательно в батарею. При этом оставшиеся элементы начинают работать на заряд «отстающих», что и приводит к смене полярности. При длительном хранении никель-кадмиевых аккумуляторов возможен рост дендритных кристаллов между электродами, сопровождающийся механическим повреждением сепаратора и замыканием электродов, что выводит аккумулятор из строя.

Литий-ионные аккумуляторы. Принцип действия данной электрохимической системы основан на интеркаляции ионов лития в различные соединения при разных электрохимических потенциалах. Сам по себе литий является достаточно активным металлом, поэтому до конца 70-х годов XX в. он использовался только в одноразовых первичных источниках тока. Открытие явления обратимой интеркаляции лития в углерод, а позже — кобальтит лития позволило создать аккумулятор на его основе.

Транспорт ионов лития между электродами осуществляется посредством органического электролита, включающего в себя смесь органических растворителей и соли лития.

Применение органических электролитов позволяет повысить напряжение на единичном элементе до 3—4,5 В по сравнению с 1—1,5 В для кислотных и щелочных систем. При заряде аккумулятора происходит интеркаляция ионов лития в анодный материал (обычно используется углеродный анод). При разряде ионы лития деинтеркалируются и переносятся на катод, а высвободившиеся электроны формируют электрический ток во внешней цепи. Для данного типа аккумуляторов характерны высокая энергоемкость, глубокие циклы заряда-разряда (70—80 %), отсутствие эффекта памяти. В то же время ресурс и стоимость таких аккумуляторов зависят от типа электрохимических систем, применяемых на катоде и аноде, а также от температуры и режимов эксплуатации. Повышение температуры при эксплуатации или даже хранении существенно снижает ресурс и увеличивает скорость саморазряда.

Видно, что системы с высокой энергоемкостью имеют меньший ресурс и допускают разряд меньшими токами. Применение в качестве анодного материала наноструктурированного титаната лития (LiTiO) позволяет,

увеличить ресурс до 12 000 циклов, но со снижением энергоемкости до 70—80 Вт · ч/кг.

Несмотря на высокие удельные характеристики, до середины 2000-х годов литий-ионные аккумуляторы применялись в основном в портативных электронных устройствах. Использование в качестве основного катодного материала дорогого и взрывоопасного кобальтита лития являлось главным ограничением на число элементов в батарее. К тому же такие батареи требовали сложной системы контроля и управления, не допускавшей:

чрезмерного разогрева элементов;

высоких значений токов заряда и разряда;

существенной разницы напряжений между отдельными элементами батареи.

Нарушение любого из этих требований обычно ведет к взрыву элемента. Понятно, что в таких условиях о крупных накопителях на основе литий-ионных аккумуляторов не могло быть и речи. Ситуация начала кардинально меняться с появлением и отработкой новых катодных материалов — оливиноподобных структур (например, допированного литием фосфата железа) и шпинелей, что позволило повысить безопасность, ресурсные характеристики и понизить стоимость батарей без существенного снижения энергоемкости. Применение титаната лития на аноде аккумулятора позволило расширить температурный диапазон и достичь ресурса более 6000 циклов при существенной глубине разряда и высоких значениях токов.

Решение вопросов безопасности привело к проникновению литий-ионных аккумуляторов в нишу источников питания для электромобилей. Применения, связанные с электротранспортом, развиваются двумя путями — создание высокомоощных аккумуляторов для применения в бортовых энергоустановках электромобилей и высокеемких систем для зарядных станций. Проблема организации работы зарядных станций крайне важна как для индустрии электротранспорта, так и оптимизации работы городских сетей.

Натрий серные аккумуляторы. Начиная с конца 70-х годов XX в. в США, Европе, Японии и СССР вели разработки в области высокотемпературных натрий-серных аккумуляторов. В некотором роде данный тип аккумуляторов является аналогом литий-ионных — в разряженном состоянии натрий образует с серой химическое соединение (полисульфид натрия), в заряженном — сера и натрий представлены в виде чистых веществ, разделенных керамической мембраной. Есть ряд существенных отличий — электролит в данной системе керамический, что обуславливает высокую рабочую температуру аккумулятора (290—360 °C). Теоретическая энергоемкость данной системы может достигать 925 Вт · ч/кг, однако в реальности достигнуты гораздо меньшие цифры — 150—100 Вт · ч/кг. Такие характеристики не могли не привлечь внимания разработчиков электротранспорта, так как в то время литий-ионные аккумуля-

торы еще не были достаточно изучены. Одним из пионеров в данной области была американская компания Ford Motor Co. Были созданы и испытаны прототипы автомобилей, однако, целый ряд проблем, связанных прежде всего с вопросами безопасности (элементные натрий и сера представляют собой крайне активные вещества) и поддержанием рабочей температуры в течение длительного времени привели к тому, что разработки транспортных систем пошли по пути замены серного электрода на натрий-никель-хлоридный, что позволило несколько снизить рабочую температуру и уйти от присутствия чистой серы в системе. В настоящее время этот проект известен под названием ZEBRA. Однако в конце 80-х гг. XX в. интерес к натрий-серным аккумуляторам снова возрос — интенсивно развивалась возобновляемая, прежде всего — ветровая энергетика, а доступные на тот момент свинцово-кислотные и никель-кадмиевые аккумуляторы существенно уступали как по удельным характеристикам, так и по ресурсным показателям. Поэтому дальше эта ветвь аккумуляторов развивалась исключительно в применении к традиционной и возобновляемой электроэнергетике. Достигнутые на практике ресурсные характеристики демонстрируют значения от 2000 до 4000 циклов при глубине разряда до 80—90 %.

18.2.2. Применение аккумуляторных батарей

Кислотные аккумуляторы. Одно из старейших средств накопления электроэнергии кислотно-свинцовые аккумуляторы широко применяются в системах вторичного питания на электростанциях и подстанциях — они составляют более половины всех аккумуляторов. Главное преимущество таких накопителей — дешевизна. В дальнейших разработках электрохимических накопителей задача — снижение требуемого объема и массы и продление срока службы. Большая масса и малая плотность заряда — недостатки кислотных аккумуляторов, еще один недостаток — вредность химических веществ, выделяемых при эксплуатации. Основные типы — аккумуляторы водоналивные и герметизированные с клапаном, не требующие доливки.

Типичный КПД кислотных аккумуляторов 80—85 %, главное применение — накопление и выдача энергии, а не выдача мощности: продолжительность разряда обычно 1 ч и более, работа в режиме разряда быстрее, чем 15 мин возможна, но нецелесообразна. Мощность накопителя существенно падает с ростом тока разряда. Срок службы кислотных аккумуляторов сравнительно невелик, до 10 лет, они допускают несколько тысяч циклов «заряд-разряд», срок службы зависит от глубины разряда. В работе имеется значительное число установок мощностью 10—50 МВт.

Крупнейшим в Европе накопителем такого рода, использовавшимся с 1987 по 1992 г. для регулирования частоты в островной энергосистеме и как мгновенный резерв мощности, является установка в энергокомпании BEWAG в Западном Берлине. Мощность установки — 17 МВт, запасаемая энергия — 14,4 МВт.

Аккумуляторная установка в сети 220 кВ компании «California Edison Co», (США), работающая с 1986 г., имеет мощность 10 МВт, запас энергии 40 МВт·ч и используется для выравнивания графика нагрузки и регулирования частоты в энергосистеме. Для той же цели введена в строй с 1995 г. установка вдвое большей мощности в энергосистеме о. Пуэрто-Рико. Установка используется для выравнивания графика нагрузки и регулирования частоты в сети.

Никель-кадмиевые батареи. Эффективный накопитель энергии NiCd-батареи, обладает высокими характеристиками заряда при температурах от -20 до -40 °С. Мощные NiCd-батареи применяются наравне с кислотными аккумуляторами. Удельная стоимость их по емкости существенно выше, чем у кислотных аккумуляторов, однако часто решает преимущество длительного срока службы — более 10 000 циклов при глубине разряда до 80 %. Недостаток — применение вредного кадмия, требующее специальных мер безопасности при изготовлении.

Коэффициент полезного действия NiCd-батарей 79 %, что определяется низким номинальным напряжением элементарных ячеек батареи.

Пример применения никель-кадмиевых аккумуляторов — самая большая в мире аккумуляторная установка, которую ввела в строй компания «GVTA» в Фербенксе на Аляске для бесперебойного питания и стабилизации напряжения у местной сети. Необходимость непрерывного питания сети определяется тем, что при возможных там температурах -50 °С перерыв питания означает катастрофу: водопроводная система при этом замерзла бы за 2 часа. Установка в течение 3 мин выдает мощность 46 МВт, в течение 7 мин — 40 МВт, в течение 15 мин — 26 МВт. При длительном перерыве питания далее включается резервный дизель-генератор. Установка имеет 13760 банок никель-кадмиевых батарей. Номинальное напряжение 5 кВ, емкость 3680 А·ч. Охлаждение каждой банки — водяное. Аккумуляторы допускают глубокий разряд и имеют высокую надежность, срок службы до 25 лет. Преобразователь установки выполнен фирмой «ABB» на IGBT-тиристорах, через преобразовательные трансформаторы установка работает на сеть 138 кВ.

Кроме поддержания непрерывного питания сети, установка выполняет и другие функции: вращающийся резерв (ввод при 58,9 Гц, полная мощность — при 59,4 Гц), стабилизация качаний в сети, поддержка при коммутационных процессах, регулирование частоты и реактивной мощности, стабилизация напряжения при пусках крупных электродвигателей мощностью 4—6 МВт.

Выбор момента подзаряда производится по указаниям диспетчера. По расчетам, перерывы электроснабжения при работе установки на полную мощность снизятся на 60 %.

Занимаемая установкой площадь 120×26 м, масса — 1300 т, стоимость 35 млн долл., из них батареи — 10 млн долл., силовое электронное оборудование — 8 млн долл. Как крупнейшая аккумуляторная установка,

батарея зарегистрирована в книге Гиннеса. До этого рекордной была установка в Пуэрто-Рико на 21 МВт, введенная в работу в 1994 г.

Литий-ионные батареи. Важнейшая накопительная техника для портативных устройств — мобильники, ноутбуки, благодаря очень высокой удельной плотности заряда по массе. Возможно и применение в стационарных установках. Время разряда допустимо 15 мин и менее, КПД 90—95 %, емкость — 1 кВт·ч и больше.

На первой гибридной системе питания собственных нужд подстанции в Южной Калифорнии (США), установлена система накопителей на литий-ионных батареях и для системы мощностью 1 МВт используются литий-титанатные батареи.

Совсем новая разработка (Япония) — никель-литиевые аккумуляторные батареи обладают значительными преимуществами по сравнению с применяемыми в настоящее время, их удельная емкость в 3,5 раза больше, чем у литий-ионных батарей. Назначение разработки — автомобильные аккумуляторы (никель-литиевые батареи позволяют иметь пробег до 700 миль, для литий-ионных — 200 миль).

Предполагаемые сферы применения таких аккумуляторов — замена вращающегося резерва, выравнивание графиков нагрузки, повышение качества энергоснабжения потребителей, источники непрерывного питания. Основной производитель литий-ионных аккумуляторов — компания Saft (США).

Серно-натриевые батареи и батареи Zebra. NaS-батареи и натрий-никель-хлоридные (NaNiCl — Zebra) являются высокоэффективными батареями с жидким электролитом. Для поддержания жидкого состояния электролит подогрет до 270—350 °С. В холодном состоянии заряд и разряд батарей невозможен из-за возникновения механических усилий, разрушающих керамику. Батареи рассчитаны на суточный режим работы. Удельная плотность заряда у NaS-батареи в 3 раза выше, чем у кислотных аккумуляторов.

Энергокомпания AEP уже имеет несколько установок мегаваттного класса на усовершенствованных NaS-аккумуляторах с твердым электролитом компании NGK-Insulators. На подстанции Bluffton работает такая установка мощностью 2 МВт в рамках проекта Smart Grid SC. Потребность энергокомпании AEP в накопителях — на общую мощность около 1000 МВт.

В Европе Zebra-батареи применяются в электроавтомобилях, КПД высокотемпературных батарей 70—80 %.

В Японии NaS-батареи широко распространены и применяются для коррекции графика нагрузки, в источниках бесперебойного питания, а также как резервная мощность. В стране имеется более 190 установок общей мощностью 270 МВт.

Японская компания NGK Insulators Ltd выпускает по 50 МВт батарей в год. В энергокомпании TEPCo два накопителя по 6 МВт используются для выравнивания графика нагрузки, с помощью таких батарей осуществля-

ется демпфирование изменений напряжения на ветрокомплексе острова Nishijo.

Проект суперветрокомплекса Tehachapi — 4500 МВт от 3000 ВЭУ с накопителями до 750 МВт в США предполагает также широко использовать для накопителей усовершенствованные аккумуляторные батареи.

18.3. Суперконденсаторы

18.3.1. Принцип действия

Конденсатор является накопителем электрической энергии, полученной из ее источников. Накопленная энергия в конденсаторе хранится в виде статического электромагнитного поля и накопление ее не связано с физическими процессами преобразования других видов энергии в электрическую. Большим преимуществом этого способа является возможность высокого быстродействия протекания процессов заряда-разряда конденсатора. Поэтому использование конденсаторов в качестве накопителей электрической энергии давно привлекало внимание разработчиков электрических систем. Однако запасаемая энергия в конденсаторах зависит от их геометрических размеров и используемых материалов электролитов. Поэтому традиционные виды конденсаторов имеют плохие удельные показатели массы и объема. Наилучшими из них являются электролитические конденсаторы, которые используются в качестве накопителей для регуляторов реактивной мощности типа СТАТКОМ.

Однако созданные в последнее десятилетие молекулярные суперконденсаторы позволяют в сотни раз улучшить удельные показатели некоторых видов конденсаторов за счет использования новых технических решений из области нанотехнологий. Эти конденсаторы выполнены в виде двухслойных конструкций, состоящих из двух электродов, выполненных из материала, содержащего углерод и электропроводящие полимерные пленки. Пространство между электродами заполнено электролитом и разделено пористой мембраной (рис. 18.2). Диаметр пор мембраны соответствует размерам ионов электролита, вследствие чего они могут проникать от одного электрода к другому. По существу мембраны позволяют получить эффект микрорасстояния между электродами и сущест-

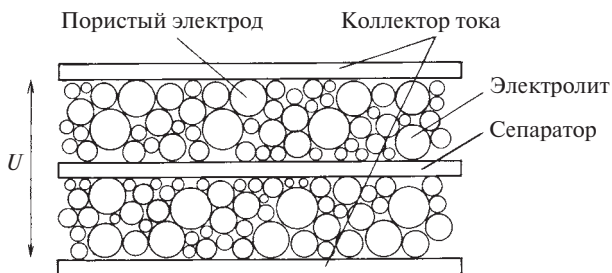


Рис. 18.2. Детали конструкции двухслойного суперконденсатора

венно повысить емкость конденсатора. В результате в конденсаторе при приложении к электродам напряжения на их границах создается двойной электрический слой, который можно рассматривать как конденсатор с двумя обкладками. Так как расстояние между обкладками очень мало и измеряется ангстремами, емкость образованного двойного слоя велика и энергия, запасенная ими, достигает больших величин. Их удельная емкость составляет более 100 Ф/г. Упрощенная электрическая схема представляет собой два последовательно соединенных конденсатора, через электрически проводящий электролит, каждый из которых соответствует отдельному конденсатору с двойным электрическим слоем на поверхности каждого электрода. В зависимости от вида электролита удельная емкость в этих конденсаторах может изменяться от 40 Ф/г до 175 Ф/г, а напряжение на одном элементе соответствует примерно 1 В для конденсаторов с жидким электролитом, 3—3,5 В с органическими.

По удельным характеристикам запасаемой энергии суперконденсаторы существенно уступают аккумуляторным батареям (АБ), а по удельной мощности значительно превосходят их. Иначе говоря, АБ выгодней использовать для длительного питания малыми токами нагрузки, а суперконденсаторы — большими токами в течение короткого времени. По разряжаемым разрядным токам суперконденсаторы превосходят практически все известные накопители. Следует также отметить высокие эксплуатационные свойства суперконденсаторов. Они не требуют специального обслуживания, имеют большое число зарядно-разрядных циклов (более 100 000) и высокий КПД.

18.3.2. Примеры применения суперконденсаторов

Двухслойные конденсаторы корпорации Meidensha типа EDLC используются в установке для покрытия провалов напряжения, 70 ячеек по 4,5 Ф 160 В позволяют гасить провалы длительностью 1 с на 6600 В при нагрузке 10 МВ · А.

Исследования университета Marjland показывают, что применяя нанотехнологию, есть возможность запастись в 100 раз большую энергию по сравнению с обычными конденсаторами. Такой конденсатор имеет очень большую поверхность электродов, их материал имеет нанопоры диаметром 50 нм и длиной 30 мкм. Полоска шириной 125 мкм имеет площадь электрода в 250 раз больше, чем у обычного конденсатора таких размеров, емкость полоски — около 100 мкФ/см².

Суперконденсаторы могут выдерживать большое число циклов «заряд-разряд» без разрушения, надежны и долговечны, они имеют наивысшую плотность заряда из всех типов конденсаторов и соответственно, самую низкую удельную стоимость на единицу емкости. При одних и тех же габаритах, сравнение обычного типичного электролитического и суперконденсатора одних габаритов следующие: первый имеет емкость 0,1 Ф при напряжении 16 В и накапливает энергию 12,8 Дж, суперконденсатор — 800 Ф на 2,5 В и 2500 Дж.

Таблица 18.1

Функции суперконденсаторов в системах электроснабжения

Функции накопителя	Мощность	Энергия
Демпфирование колебаний мощности в системе (разряд менее 5 с)	100 МВт	500 МДж
Поддержка при перерывах питания до старта резервного дизеля	20—100 МВт	300—1500 МДж
Регулирование частоты в системе (поглощение или выдача энергии)	100—1000 МВт	0,4—40 МДж
Обеспечение качества электроэнергии в составе динамического стабилизатора напряжения DVR	1—5 Вт	10—50 МДж

Первое применение суперконденсаторов — пусковые батареи для двигателей внутреннего сгорания, параллельно включенные аккумуляторы могут при этом выбираться на значительно меньшие токи. Далее они нашли себе применение для компенсации напряжения в слабых транспортных сетях.

Практический пример — на промежуточной подстанции троллейбусной сети в Лозанне. Статический тиристорный компенсатор содержит суперконденсаторы на 21 МДж (5,7 кВт·ч) — 4800 элементов по 2600 Ф/2,5 В. Их масса 2,5 т, объем — 2 м³.

Изготавливаемые в России суперконденсаторы типа ИКЭ, применяемые для пуска двигателей внутреннего сгорания и других целей имеют емкость от 1 до 120 кДж, при плотности энергии от 0,5 до 4,5 Дж/см².

К примеру, конденсатор ИКЭ 60/28 имеет следующие параметры: 28 В, 160 Ф, максимальный ток 4600 А, масса 38 кг.

Суперконденсаторы относятся к разряду накопителей короткого времени и конкурируют с маховиками и СПИН, однако более компактны и просты: маховики имеют 630 Вт/дм³ занимаемого пространства, а суперконденсатор — 2000 Вт/дм³.

Все эти свойства делают их весьма привлекательными для использования в энергосистеме, как средство влияния на режим ее работы.

Возможные применения суперконденсаторов в энергосистеме и требуемые при этом их параметры приведены в табл. 18.1.

18.4. Сверхпроводящий индуктивный накопитель (СПИН)

18.4.1. Принцип действия

Энергия E , запасаемая в электромагнитной катушке, определяется соотношением

$$E = \frac{1}{2}LI^2,$$

где I — ток, протекающий в катушке; L — индуктивность катушки.

Видно, что повышением тока I можно увеличивать запасенную в индуктивной катушке энергию. Ограничением тока является активное сопротивление катушки, определяемое материалом, из которого она изготовлена, и его геометрическими параметрами — площади сечения и длины. Основной причиной этого ограничения будет выделение тепла, создаваемого активными потерями мощности. В то же время эта проблема может быть решена за счет уменьшения сопротивления или повышения его проводимости. Таким образом, понижая температуру окружающей катушку среды, при достижении определенного низкого уровня температуры можно получить эффект исчезновения электрического сопротивления. Это явление называется сверхпроводимостью. Оно наступает при разных значениях критических температур в зависимости от вида металла или сплавов, из которых выполнена катушка.

Эффект сверхпроводимости положен в основу создания электромагнитных систем, охлажденных специально до очень низких температур, называемых криогенными, создаваемых охлаждающими устройствами, например, посредством использования жидкого гелия, жидкого азота и др.

Сверхпроводниковые устройства разделяют на две группы: низкотемпературные (НТСП) и высокотемпературные (ВТСП). Первая группа работает при температуре 4 К, создаваемой жидким гелием, в вторая — при температуре 77 К, создаваемой жидким азотом. Основным материалом для НТСП являются сплавы Bd—Ti . Сплавы для ВТСП более разнообразны и охлаждаются жидким азотом.

В настоящее время СПИН могут быть созданы на базе НТСП-материалов.

Первые СПИН были созданы в начале 80-х годов XX в. В это время было затруднительно реализовать связь накопителя с сетью с обеспечением требуемого качества электроэнергии при заряде СПИН от сети и отдаче его энергии в сеть. Причиной тому было отсутствие мощных полностью управляемых полупроводниковых приборов. Освоенные в то время промышленностью тиристоры ограничивали возможности статических преобразователей в функциональных решениях и обеспечение требуемого качества электроэнергии на стороне переменного тока преобразователя, связанного с сетью. Развитие силовой электроники дает возможность сегодня использовать в преобразователях запираемые тиристоры типа IGCT большой мощности. Это позволяет реализовать управление потоком энергии СПИН по требуемым законам посредством импульсной модуляции тока на повышенных частотах. Следует отметить, что трехфазный преобразователь работает в четырех областях комплексной плоскости параметров переменного тока. Для повышения мощности таких преобразователей успешно используется технология многоуровневых преобразователей. При использовании коммутации на повышенной частоте становится возможным повысить его быстродействие и качество регулирования выходных параметров.

В результате применения такого преобразователя для связи СПИН и трехфазной сети можно обеспечить следующие функции работы системы:

- разряд СПИН (инвертирование);
- заряд СПИН (выпрямление);
- регулирование активной мощности в обоих направлениях от сети к СПИН и наоборот;
- компенсацию реактивной мощности в сети и потребителях;
- компенсацию кратковременных, глубоких провалов и исчезновения напряжения сети;
- активную фильтрацию высших гармоник тока в низкочастотной части его спектра;
- обеспечить быстросействующую защиту СПИН.

На рис. 18.3 приведены схема преобразователя совместно со СПИН и диаграмма процессов в режимах заряда СПИН, полученные при моделировании системы.

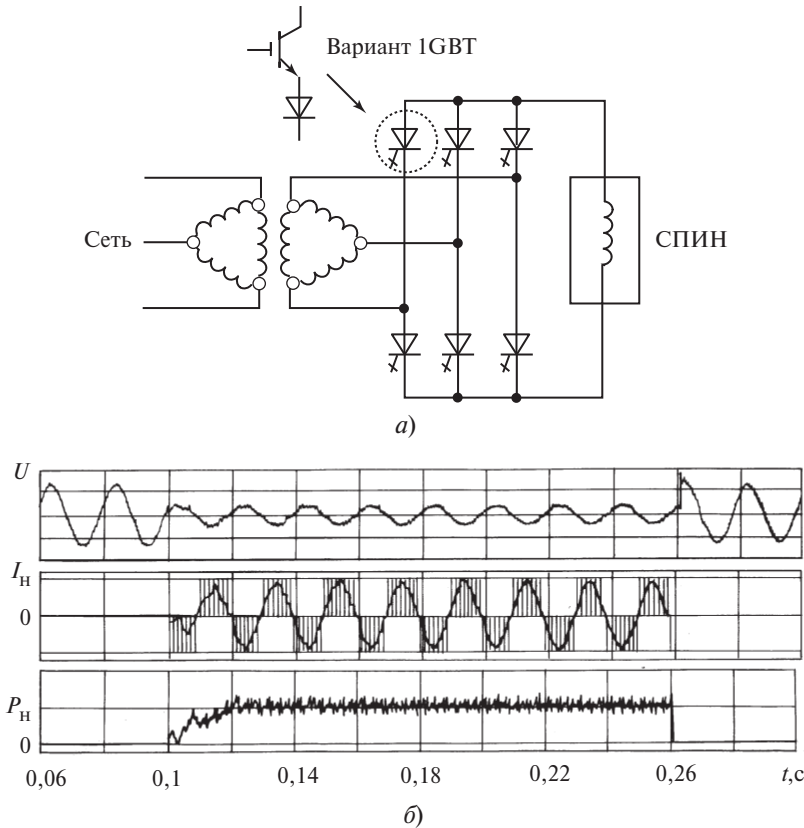


Рис. 18.3. Схема регулятора для СПИН (а) и диаграммы его работы в режиме потребления активной мощности (б):

P_n — мощность нагрузки; I_n — ток нагрузки; U — напряжение сети

Важным свойством СПИН, подключенного к сети, является его способность обеспечивать динамическую устойчивость системы после больших возмущений, например, возникновения КЗ. До возникновения аварии СПИН может работать в режиме выдачи энергии. После ее возникновения он переводится в режим потребления энергии, создавая дополнительную нагрузку на генераторы электростанции, так как в системе возникает избыток энергии из-за отключенной нагрузки. Как только угловая скорость ротора генератора начинает увеличиваться СПИН отключается или переводится в режим работы с отдачей электроэнергии. Энергоемкость СПИН должна обеспечить три цикла автоматического повторного включения.

18.4.2. Применение СПИН

Сверхпроводниковые индукционные накопители энергии без потерь запасают и отдают электроэнергию с высокой скоростью и при неограниченном числе циклов «заряд-разряд».

Наиболее известной из ранних СП-установок для регулирования режима в энергосистеме, введенной в работу в 1985 г. энергокомпанией «ВРА» является накопитель с энергией 30 МДж на тихоокеанской межсистемной связи, предназначенный для демпфирования колебаний из-за подсинхронного резонанса.

Сверхпроводниковые индукционные накопители большой мощности могут быть средством управления перетоками активной мощности по межсистемным связям энергообъединений. Специалисты ОАО «Институт Энергосетьпроект» считали возможным применение накопителей 3000—4500 МДж для управления перетоками при параллельной работе сетей ЕЭС России и Европы при приемлемых экономических характеристиках.

В настоящее время основной производитель сверхпроводниковых накопителей в мире — корпорация American Superconductor (ASC). Она же выпускает с 2001 г. преобразователи типа Power Module для связи СП-накопителей с сетью на IGBT-транзисторах.

Один из первых СП-накопителей для повышения качества электроэнергии введен в работу в 1995 г. Накопитель мощностью 1,4 МВт поддерживает питание при кратковременных перерывах энергоснабжения на заводе кремниевых пластин (г. Сэйлем, США).

Первый в Европе СП-накопитель такого рода установлен в Австрии в 1999 г. на заводе, производящем алюминиевое литье под давлением. СПИН мощностью 2 МВт с накоплением энергии 2,7 МДж установлен в ЮАР для защиты от кратковременных перерывов напряжения питания бумагоделательных машин на заводах SAPPI.

Корпорация ASC выпускает накопители для повышения качества электроэнергии типа PQ-SMES с 1990 г. Их мощность 3—10 МВт, с помощью параллельного включения преобразователей на IGBT-транзисторах можно стыковать по несколько катушек, получая необходимую мощность. СПИН

размещается на 15-метровом трейлере. Пример массового применения продукции ASC — система распределенных накопителей энергии D-SMES в северной части электрических сетей 110 кВ энергокомпании Wisconsin HS, максимальная нагрузка которых составляет 200 МВт. Установлено шесть накопителей, поддерживающих напряжение в сети. Катушка накопителя — на ниобий-титановом СП-накопителе, охлаждаемая жидким гелием до 4,2 К, токоподводы — на ВТСП. Мощность, выдаваемая каждым СПИН — 2 МВт, в течение 1 с выдается реактивная мощность $2,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Требования к СПИН — поддержание напряжения 90 % в течение 0,5 с и 95 % — в течение 5 с. Тот же результат по повышению надежности питания в этой сети мог быть достигнут с помощью прокладки дополнительной ВЛ 345 кВ и ВЛ 46 и 110 кВ. В этом случае расходы составили бы 15 млн долл., а затраты на 6 СПИН составили лишь 4 млн долл.

Вариант быстросействующего накопителя ASC разработан для регулирования напряжения в сети путем добавления реактивной мощности в динамике. Система D-VAR использует силовой преобразователь накопителя D-SMES, но работает только на отдачу реактивной мощности от 4 до 8 Мвар. Система мощностью 8 Мвар кратковременно может выдавать 18 Мвар. Наилучшее решение проблемы надежности электроснабжения дает комбинация накопителей D-VAR и D-SMES. Следует отметить, что широкое применение СПИН связано с возможностью их создания на базе ВТСП.

18.5. Маховики

18.5.1. Принцип действия

Маховик — одно из популярных устройств накопления энергии. Он имеет вековую историю накопления энергии во вращающемся диске. Возможность преобразования этой энергии в электрическую получила реализацию в электроэнергию в 70-х гг. XX в. Маховик представляет собой вращающуюся вокруг оси структуру, в которой накапливается кинетическая энергия посредством электромеханической машины может быть преобразована в электрическую энергию для дальнейшего ее использования. Развитие технологий в машиностроении и энергетике за последние десятилетия сделали его экономически эффективным и надежным способом накопления электрической энергии.

Принцип действия его хорошо известен. В основе его лежит накопление в теле распределенной массы $\rho(x)$, вращающейся с угловой скоростью ω вокруг оси, энергии W :

$$W = \frac{1}{2} J \omega^2,$$

где J — момент инерции, определяемый в виде $J = \int \rho(x)r^2 dx$; r — радиус вращения, определяющий расстояние от оси каждой точки распределенной массы.

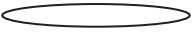
Таким образом видно, что энергия, накапливаемая маховиком, определяется геометрическими размерами и формой вращающегося тела относительно оси, материалом, из которого оно состоит, и угловой скоростью. Следует также отметить, что окружающая вращающееся тело среда и осевое время играют важную роль в сохранении накопленной в маховых массах энергии. Это в значительной мере влияет на конструкцию маховика и его основные технико-экономические показатели.

Учитывая большую величину накапливаемой в нем энергии, необходимо обеспечивать высокую прочность и безопасность его конструкции. Для этого необходимо использовать высокопрочные материалы и сплавы и обеспечить при изготовлении маховика высокую однородность вращающейся массы. Поскольку всякая неоднородность будет влиять на распределение сил, действующих при вращении. Вращающийся диск должен иметь идеальную симметричность и форму (табл. 18.2), обеспечивающие максимум запаасаемой энергии, с учетом материала диска и допустимых в нем механических напряжений. При этом необходимо учитывать, что при выводе энергии скорость маховика падает. Для его эксплуатации желательно обеспечивать отвод наибольшей части накопленной энергии или, можно сказать, что маховик должен обеспечивать глубокий разряд накопленной в нем энергии.

Маховик устанавливается вертикально на специальных опорах. На верху его, на этой же оси, находится электрический генератор, статорные обмотки которого выводятся наружу для подключения к сети или к другому промежуточному преобразователю статического типа.

Таблица 18.2

Формы маховиков

Тип маховика	Форма
Постоянное сечение	
Диск с постоянным напряжением	—
Близкое к постоянному сечению	
Диск конического сечения	
Плоский диск без отверстий	
Тонкое кольцо (обод)	
Стержень или округлая щетка	—
Плоский диск с отверстиями	

Одно из перспективных направлений связано с созданием высокоскоростных маховиков. Такие накопители работают в вакуумных камерах для ограничения потерь энергии от соприжения, создаваемого воздухом. Кроме того, в них используются опоры с магнитным подвесом. В результате потери в опоре существенно сокращаются. Используют и ряд других технологических достижений для снижения потерь.

Значительное увеличение количества выводимой энергии стало возможным благодаря достижениям силовой электроники. Трудность решения этой задачи заключалась в уменьшении скорости ротора по мере отдачи энергии и, следовательно, снижение частоты выходного напряжения относительно сетевого. Эффективно ее решить стало возможным с использованием полностью управляемых электронных ключей и применения методов импульсной модуляции токов и напряжений на повышенной частоте. На этом принципе преобразование энергии выполняется преобразователями переменного/постоянного тока, выполненным по структуре, представленной на рис. 18.4. В этой структуре оба преобразователя выполнены по одной трехфазной схеме. Преобразователь, получающий питание от накопителя, работает как выпрямитель, а второй, соединенный с сетью, — в режиме инвертирования. При использовании схем на основе источников напряжения на стороне постоянного тока включается конденсатор, а на основе инверторов тока — индуктивный реактор. Система управления СУ преобразователем обеспечивает передачу энергии в сеть на ее рабочей частоте. При этом преобразователь П1, работающий в выпрямительном режиме, поддерживает неизменным напряжение на стороне постоянного тока, а П2 — отдает энергию в сеть. При этом одновременно он может выполнять функции компенсатора реактивной мощности. Качество, отдаваемой электроэнергии поддерживается на высоком уровне посредством управления модуляцией токов или напряжений.

В схеме на рис. 18.4 используются два преобразователя, рассчитанные на преобразование полной мощности маховика. Это увеличивает потери в полупроводниковых ключах преобразователей.

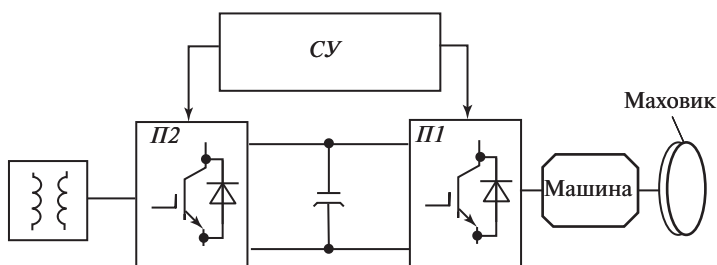


Рис. 18.4. Структурная схема связи маховикового накопителя с сетью

18.5.2. Применение маховиковых накопителей

На рис. 18.5 приведена диаграмма сравнения маховиков с учетом их мощности и длительности ее выдачи. На этой же диаграмме для сравнения приведены в таких же координатах рациональные области применения аккумуляторных батарей и конденсаторов. Диаграмма показывает, что маховики имеют преимущество в диапазоне мощностей более 80 кВт и временного интервала от 1 до 100 с. В настоящее время разработаны более мощные высокоскоростные маховики на еще более высокие мощности — более 100 МВт.

Больших успехов в этой области достигли США, в частности компания Beacon Power, основанная в 1997 г. Так, например, один из последних проектов этой компании модульного типа содержит 10 маховиковых накопителей с суммарной продолжительной мощностью до 1 МВт и в течение 2 мин до 2 МВт. Время реакции этой системы на уход частоты в контролируемой сети — порядка 5 мс. В планах компании — создание 20 МВт накопителя, выдающего мощность в течение 15 мин.

Для снижения колебаний напряжения и резерва в сети Нью-Йоркской надземки использованы 10 маховиковых накопителей типа FESS мощностью до 100 кВт компании Urengo. Время отдачи при полной мощности — 30 с, потери составляют около 1200 Вт.

Следующая разработка компании Urengo — накопители типа KESS, имеют вдвое большую мощность при тех же размерах. Ротор маховика из стеклоуглеродной композиции длиной 900 мм и диаметром 330 мм весит 110 кг. Ротор покрыт магнитным композитом, намагниченным с образованием полюсов двигатель-генератора. Ротор вращается в вакууме, на магнитных подшипниках, с частотой около 40 тыс. об/мин. Рабочая частота 630 Гц. Накопитель KESS выдает 11 МДж энергии, время отдачи с полной мощностью — 44 с. Расчетный срок службы — 20 лет или 10 млн циклов разряда. Накопители могут соединяться в группы общей мощностью до 2,4 МВт.



Рис. 18.5. Диаграмма сравнения маховиковых накопителей, конденсаторов и аккумуляторных батарей

Компания Caterpillar совместно с институтом EPRI разработала серию источников беспереывного питания на маховиках типа CAT UPS. Мощность установок 250—900 кВт, КПД — 97 %. Компания уже реализовала до сотни установок, применяемых в центрах обработки данных, в производстве полупроводников и на других производствах, где перерывы питания недопустимы, вместо аккумуляторных батарей.

Поставщик маховиков компания Active Powers (Техас) предпочитает сравнительно низкую частоту вращения, 7700 об/мин. Ротор маховика — из стали. Потери установки мощностью 480 кВт составляют 3,5 кВт — ее КПД выше, чем у аккумуляторных батарей.

Успешным примером применения маховиковой системы как средства воздействия на режим сети является накопительная установка ROTES, разработанная компанией Toshiba. Система представляет собой вертикальный асинхронизированный двигатель-генератор мощностью 26,5 МВ · А с маховиком на валу. Маховой момент системы — 710 т · м. Установка ROTES работает с 1996 г. в изолированной энергосистеме о. Окинава и существенно снижает колебания частоты в системе при работе электропечей (колебания нагрузки порядка 30 МВт при полном потреблении острова 400—1200 МВт). Особенностью установки ROTES является применение для двигатель-генератора асинхронизированной машины, что позволяет регулировать частоту ее вращения и тем самым поглощать или отдавать накопленную при вращении энергию в сеть.

18.6. Гидро- и воздушно-аккумулирующие накопители

Гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) — наиболее освоенные накопители в виде гидроэлектростанций с насосо-турбинами и двигатель-генераторами. Закачиваемая в верхний резервуар вода с потреблением энергии по низкой цене выдает свою энергию в периоды пика потребления. Цикл накопления энергии — суточно-сезонный.

Основные виды применения ГАЭС — быстрый резерв, срезание пиков нагрузки, и резерв мощности для пуска других электростанций. Типичный КПД 65—80 %, сильно зависящий от выбора места ГАЭС. Современные двигатель-генераторы с регулированием частоты вращения дают возможность регулировать частоту в системе и при работе в насосном режиме. Высокая маневренность агрегатов ГАЭС (переход из одного режима в другой производится за 15 с и менее) позволяет широко использовать их для регулирования и резерва быстрого ввода в энергосистемах.

В зависимости от места ГАЭС, продолжительность выдачи электроэнергии составляет несколько часов. Мощность ГАЭС — от 10 до 1000 МВт, время набора полной мощности — около 90 с.

Во всем мире установленная мощность ГАЭС составляет около 3 % всей мощности электростанций. В России для выравнивания графика нагрузок в энергосистеме работает Загорская ГАЭС мощностью

1200 МВт. В настоящее время сооружаются и Ленинградская ГАЭС мощностью 1200 МВт.

Воздушно-аккумулирующие установки (ВАЭС) используют ту же концепцию, что и ГАЭС, но носителем запасаемой энергии является воздух. В периоды минимума нагрузки воздух закачивается в подземные резервуары. В период дневного максимума сжатый воздух приводит в действие турбоагрегат. В дополнение к воздушной турбине на валу агрегата может иметься и газовая турбина. Цикл накопления энергии — суточно-недельный.

Примеры ВАЭС — Huntorf в Германии и McIntosh в США. Строится ВАЭС Norton мощностью 2700 МВт в штате Охайо (США). Предполагается, что ВАЭС общей мощностью от 12 до 40 ГВт могут быть созданы в США в ближайшие 5—10 лет. ВАЭС могут быть эффективным средством выравнивания выдачи мощности ветрокомплексов.

Контрольные вопросы

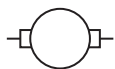
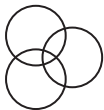
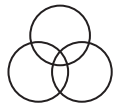
1. Какие функции выполняют в ЭЭС накопители электроэнергии?
2. Перечислите основные виды накопителей с указанием областей их рационального использования.
3. Какие типы АБ используются в ЭЭС? Дайте их характеристику.
4. Как изменится накопленная энергия в маховиковом накопителе при повышении скорости его вращения в 2 раза?
5. Поясните принцип действия суперконденсаторов и их характеристики.
6. В каких областях целесообразно использование СПИН?
7. Как осуществляется связь СПИН с сетью?
8. Поясните принцип действия ГАЭС.
9. Приведите примеры использования накопителей в электроэнергетике.
10. Приведите структурную схему АБП с использованием АБ.

Литература для самостоятельного изучения

- 18.1. **Бурман А.П., Розанов Ю.К., Шакарян Ю.Г.** Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем: учеб. пособие для вузов. М.: Издательский дом МЭИ, 2012.

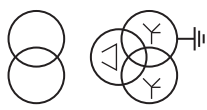
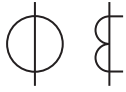
ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Некоторые графические обозначения элементов в электрических схемах*

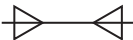
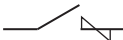
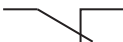
Вид элемента	Графическое обозначение
Ток постоянный	
Ток переменный	
Машина электрическая	
Машина постоянного тока	
Двигатель переменного тока	
Трансформатор силовой, трехфазный, двухобмоточный	
Трансформатор силовой, трехфазный, трехобмоточный	
Трансформатор силовой, трехфазный с расщепленной обмоткой низшего напряжения	
Автотрансформатор силовой	
Реактор	

* См. ГОСТ 2.702, 2.705, 2.722, 2.723, 2.725, 2.726, 2.727, 2.728, 2.729, 2.732.

Продолжение табл.

Вид элемента	Графическое обозначение
Реактор сдвоенный	
Выключатель в силовых цепях	
Выключатель нагрузки	
Разъединитель	
Разъединитель заземляющий	
Отделитель	
Короткозамыкатель	
Автоматический выключатель	
Трансформатор напряжения	
Трансформатор тока	
Разрядник	

Продолжение табл.

Вид элемента	Графическое обозначение
Кабель	
Предохранитель плавкий	
Резистор	
Индуктивная катушка	
Конденсатор	
Аккумулятор	
Контактор, пускатель	
Обмотка реле	
Контакт замыкающий	
Контакт размыкающий	
Контакт замыкающий с замедлением при срабатывании	
Контакт замыкающий с замедлением при возврате	
Контакт размыкающий с замедлением при срабатывании	
Контакт размыкающий с замедлением при возврате	
Кнопка управления с замыкающим контактом	
Кнопка управления с размыкающим контактом	
Прибор измерительный показывающий (амперметр)	

Окончание табл.

Вид элемента	Графическое обозначение
Прибор измерительный регистрирующий (вольтметр)	
Прибор измерительный интегрирующий (счетчик активной энергии)	
Лампа накаливания	

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Некоторые буквенные обозначения элементов в электрических схемах*

Вид элемента	Буквенный код
Генератор	G
Возбудитель генератора	GE
Синхронный компенсатор	GC
Электродвигатель	M
Трансформатор	T
Автотрансформатор	T
Реактор	LR
Выключатель в силовых цепях	Q
Выключатель нагрузки	QW
Разъединитель	QS
Разъединитель заземляющий	QSG
Отделитель	QR
Короткозамыкатель	QK
Автоматический выключатель	QF
Трансформатор напряжения	TV
Трансформатор тока	TA
Разрядник	FV
Аккумуляторная батарея	GB
Выпрямительный мост	VS
Инвертор	VZ
Батарея конденсаторов	GC
Предохранитель плавкий	FU
Резистор	R
Индуктивность	L
Конденсатор	C
Автоматический выключатель (автомат)	SF
Контактор, пускатель	KM
Устройство автоматического повторного включения	AKS
Комплект защиты	AK

* См. ГОСТ 2.710.

Вид элемента	Буквенный код
Реле:	K
токовое	KA
напряжения	KU
частоты	KF
времени	KT
промежуточное	KL
указательное	KH
блокировки	KB
газовое	KSG
Измерительный прибор:	P
амперметр	PA
вольтметр	PV
ваттметр	PW
варметр	PVA
частотомер	PF
синхроноскоп	PS
счетчик активной энергии	PI
счетчик вольт-ампер-часов	PK
омметр	PR
Табло сигнальное	HLA
Прибор световой сигнализации	HL
Прибор звуковой сигнализации	HA
Лампа с белой линзой	HLW
Лампа с зеленой линзой	HLG
Лампа с красной линзой	HLR

СЛОВАРЬ ОСНОВНЫХ ТЕРМИНОВ

Аварийные режимы — режимы ЭЭС, вызванные короткими замыканиями и разрывами цепи передачи электроэнергии, в частности вследствие ложных срабатываний защит и автоматики, ошибок эксплуатационного персонала и т. д. (67).

Автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР) — автоматика, которая контролирует перегрузку ЛЭП или группы ЛЭП по току и активной мощности, а также отслеживает разницу фаз напряжений между узлами, ограничивающими межсистемные ЛЭП (94).

Автоматика ограничения повышения напряжения (АОПН) — автоматика, которая воздействует на АРВ генераторов и синхронных компенсаторов и на включение шунтирующих реакторов при повышении напряжения выше допустимого уровня (95).

Автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН) — автоматика, которая воздействует на АРВ генераторов и синхронных компенсаторов, а также на отключение шунтирующих реакторов при снижении напряжения ниже допустимого уровня (95).

Автоматика предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) — автоматика, которая осуществляет непрерывный контроль частоты в энергосистеме и режимов работы межсистемных связей с целью обеспечения устойчивой работы ЭЭС (93, 94).

Автоматическая подпитывающая установка (АПУ) — установка, обеспечивающая поддержание давления в маслонаполненных кабельных линиях высокого давления и состоящая из масляных баков, масляных насосов, перепускных и обратных клапанов, аппаратуры автоматического регулирования и контроля (352).

Автоматическая частотная разгрузка (АЧР) — автоматика, которая отключает часть нагрузки энергосистемы (обычно это потребители III категории по надежности электроснабжения) в случае снижения частоты ниже допустимого уровня, когда все другие возможности регулирования частоты исчерпаны; обеспечивает сохранение баланса мощности при тяжелой аварии, если она сопровождается значительным понижением частоты в энергосистеме (ниже допустимого уровня) (72, 95).

Автоматические регуляторы возбуждения (АРВ) — устройства, воздействующие на возбуждение синхронных машин с целью поддержания напряжения на их шинах на требуемом уровне; в случае необхо-

димости форсируют возбуждение, улучшая тем самым устойчивость работы ЭЭС (72, 93).

Автоматические регуляторы частоты вращения (АРЧВ) — устройства, изменяющие впуск энергоносителя в турбины генераторов для поддержания требуемой частоты вращения роторов генераторов и тем самым частоты в ЭЭС (72, 80).

Автоматическое включение резерва (АВР) — автоматика, которая осуществляет ввод резервного оборудования при аварийном отключении основного (72).

Автоматическое повторное включение (АПВ) — устройство для повторного включения ЛЭП после ее автоматического отключения посредством релейной защиты (72, 93, 95).

Автоматическое регулирование частоты и активной мощности (АРЧМ) — автоматика, которая поддерживает неизменными баланс активной мощности и частоту с учетом возможностей межсистемных электропередач по пропускной способности, т.е. ограничений по передаваемой активной мощности (72).

Автономный (самокоммутируемый) инвертор — инвертор, в котором коммутация вентилях осуществляется либо выключением и включением полностью управляемых приборов (транзисторов и запираемых тиристоров), либо с помощью устройств принудительной коммутации, входящих в состав схемы преобразователя и создающих коммутирующее напряжение, обеспечивающее выключение не полностью управляемых приборов (тиристоров) (458).

Автотрансформатор — трансформатор, у которого обмотки имеют не только магнитные, но и электрические связи (72, 217, 225).

Аккумулятор — устройство для накопления электроэнергии (628, 631).

Активная мощность — среднее арифметическое мгновенной мощности за период (34).

Активный (силовой) фильтр — преобразователь для фильтрации, состоящий из управляемых вентилях и накопителей энергии (реакторов, конденсаторов), генерирующий высшие гармоники тока (напряжения) в противофазе относительно подавляемых гармоник (462, 478).

Аморфный материал — материал, не имеющий кристаллической структуры, обладающий одинаковыми свойствами в разных направлениях, не имеющий температуры (точки) плавления (506, 537).

Анализ электрической цепи — аналитическое или численное описание процессов в электрической цепи и ее свойств при заданных ее схеме и значениях параметров элементов (24).

Аппаратура подпитки маслонеполненных кабельных линий (МНКЛ) — совокупность устройств, обеспечивающих поддержание давления

в МНКЛ низкого (баки давления) и высокого (автоматические подпитывающие установки) давления (351).

Арматура кабельная — оборудование для соединения и секционирования участков кабеля и присоединения концов кабеля к аппаратуре и к шинам распределительных устройств (331, 341—344).

Арматура линейная — совокупность элементов, предназначенных для сочленения отдельных элементов конструкции ВЛ, фиксации проводов и тросов на опоре, их соединения в пролетах, а также для защиты изоляторов от повреждения электрической дугой при пробое и фиксации взаимного расположения в пространстве проводов расщепленных фаз и соседних фаз по отношению друг к другу (306, 323—327).

Асинхронизированные машины — электрические машины с переменной частотой вращения роторов (210—212).

Асинхронные двигатели — двигатели, частота вращения которых определяется частотой напряжения сети и механической нагрузкой (213—214).

Бак давления — устройство, обеспечивающее поддержание давления в секциях маслонаполненной кабельной линии низкого давления (351).

Баланс мощностей — мгновенное состояние равновесия ЭЭС под влиянием факторов, характеризующих электромеханическое и электромагнитное взаимодействие ее элементов (164).

Биполярная электропередача (биполь) — электропередача, в которой линия выполнена с двумя полюсами, каждый из которых изолирован от земли. Заземляются средние точки преобразовательных подстанций, расположенных по концам передачи (401).

Биполярный транзистор — транзистор с тремя чередующимися областями электронного (n -) или дырочного (p -) типов проводимости, образующих два p - n -перехода, в которых протекание рабочего тока обусловлено носителями заряда обоих знаков (электронами и дырками). Различают биполярные транзисторы p - n - p - и n - p - n -типа (440).

Бумажно-масляная изоляция — внутренняя изоляция из тонких слоев бумаги пропитанных трансформаторным или конденсаторным маслом (545).

Бустерный насос — насос, включаемый в момент резкого увеличения нагрузки (213).

Вакуумная изоляция — внутренняя изоляция при обеспечении вакуума внутри оборудования (555).

Вентильная обмотка — обмотка трансформатора преобразователя, подключаемая к вентильному мосту (396).

Ветвь электрической цепи — участок цепи, вдоль которого протекает один и тот же ток (24).

Ветроэлектростанция (ВЭС) — предприятие, состоящее из нескольких ветроэнергетических установок и предназначенное для преобразования кинетической энергии ветра в электрическую (620).

Ветроэнергетическая установка (ВЭУ) — установка, преобразующая кинетическую энергию ветра в электрическую (617).

Вихревое электрическое поле — непотенциальное электрическое поле (19).

Внешняя (воздушная) изоляция — изоляция по воздуху между токоведущими и заземленными частями оборудования (вне корпуса) (541).

Внутренняя изоляция — изоляция между токоведущими и заземленными частями оборудования, расположенная внутри корпуса оборудования (541).

Водоразделитель — линия, проходящая по повышенным местам, отделяющая друг от друга соседние водосборные бассейны (589).

Водосборный бассейн — территория, с которой стекает вода в реку (589).

Водохранилище — искусственный водоем перед плотиной (598).

Воздушная линия электропередачи (ВЛ) — линия электропередачи, провода которой поддерживаются над землей с помощью опор, изоляторов (304, 305).

Воздушно-аккумулирующие электрические станции (ВАЭС) — устройства, где накопителем энергии является сжатый воздух (649).

Вставка постоянного тока (ВПТ) — преобразовательная подстанция, где выпрямитель и инвертор расположены в одном месте, линия постоянного тока отсутствует. Предназначена для связи примыкающих друг к другу систем, работающих несинхронно или с разной частотой (384).

ВТВ (высоковольтный тиристорный вентиль) — электрический аппарат, состоящий из цепочки последовательно соединенных тириستоров вместе со средствами распределения напряжения между ними, системами управления, охлаждения и другими системами, обеспечивающими его работу; предназначен для использования в высоковольтных преобразовательных установках в качестве управляемого вентильного элемента (394).

Вторичная обмотка — обмотка трансформатора, от которой передается электрическая энергия (219).

Вторичное регулирование частоты — регулирование, обеспечивающее восстановление нормального уровня частоты после нарушения баланса активной мощности в энергосистеме (83).

Второй закон Кирхгофа — алгебраическая сумма напряжений на всех элементах любого замкнутого контура равна нулю: $\sum u = 0$ (24).

Выключатель — аппарат, который предназначен для осуществления оперативной и аварийной коммутации в энергосистемах и для выполнения операций включения и отключения отдельных цепей (246).

Выпрямитель — устройство, преобразующее переменный ток в постоянный; в зависимости от числа преобразующих звеньев выпрямители подразделяются на прямые (без промежуточных звеньев) и не прямые (390, 449).

Высокотемпературные сверхпроводники (ВТСП) — материалы, обладающие практически нулевым сопротивлением при охлаждении их жидким азотом с температурой 77,3 К (573).

Габарит ВЛ — нормированное расстояние от низшей точки провеса провода в пролете до земли (307).

Газовая изоляция — внутренняя изоляция газом (воздух, элегаз и др.) высокого давления (544, 555).

Гармоника напряжения (тока) — составляющая периодической несинусоидальной функции, имеющая синусоидальную форму и частоту, кратную основной частоте напряжения (тока) в сети (41).

Генератор импульсных напряжений (ГИН) — вид испытательного оборудования для генерации импульсов напряжения (565).

Геотермальная электростанция (ГеоЭС) — предприятие, предназначенное для преобразования геотермальной энергии в электрическую (624).

Гибкая линия — линия переменного тока, оснащенная устройствами для регулирования передаваемой по ней мощности (420).

Гибридная ППТ — электропередача постоянного тока, у которой основная часть линии выполнена кабелем, а концевые участки — воздушными линиями (385).

Гибридный силовой фильтр — фильтр высших гармоник, состоящий из пассивных звеньев типа *LC*-цепей, настроенных в резонанс на соответствующую гармонику тока (напряжения), и активных фильтров (469, 479).

Гидроаккумулирующая электростанция (ГАЭС) — предприятие, предназначенное для перераспределения во времени энергии и мощности в энергосистеме за счет преобразования электрической энергии в гидравлическую при избытке мощности и, наоборот, преобразования гидравлической энергии в электрическую при дефиците мощности в системе (595).

Гидрогенератор — электрический генератор с частотой вращения, зависящей от скорости гидравлической турбины, обычно от 600 1/мин и ниже (197, 186, 604).

Гидрограф — график изменения расходов воды в реке во времени (589).

Гидроэлектростанция (ГЭС) — предприятие, на котором гидравлическая энергия преобразуется в электрическую (593, 602).

Главная схема электрических соединений электростанции (подстанции) — совокупность основного электрооборудования (генераторы, трансформаторы, ЛЭП), сборных шин, коммутационной и другой первичной аппаратуры со всеми выполненными между ними соединениями (99).

Грозовые перенапряжения — кратковременные повышения напряжения по отношению к рабочему напряжению, вызываемые ударами молнии в линии электропередачи, подстанции или в землю вблизи них (542, 558).

Грозозащитный трос — проводник, заземленный непосредственно или через искровые промежутки, расположенный над фазными проводами ВЛ и предназначенный для их защиты от прямых ударов молнии (309).

Группа соединения обмоток трансформатора — соединение обмоток, характеризующее относительный сдвиг по фазе линейных электродвижущих сил (ЭДС) обмоток высшего и низшего напряжения трансформатора (222).

ГЭС—ГАЭС — предприятие, сочетающее в себе функции гидроэлектростанции и гидроаккумулирующей электростанции (593, 596).

Двигатель — электрическая машина, преобразующая электрическую энергию в механическую (185, 206, 213).

Двухцепная ВЛ переменного тока — ВЛ, имеющая два комплекта фазных проводов (304).

Деривационная схема — схема использования водной энергии, в которой напор создается с помощью каналов, туннелей или трубопроводов (598).

Динамическая устойчивость — способность ЭЭС восстанавливать после большого возмущения исходное состояние или состояние, практически близкое к исходному и допустимое по условиям эксплуатации ЭЭС (68, 70).

Диод — полупроводниковый прибор с двумя выводами, связанными с областями различных типов электрической проводимости: электронной — *n*-типа и дырочной — *p*-типа (438).

Диод Шоттки — полупроводниковый диод, выпрямительные свойства которого основаны на взаимодействии металла и обедненного слоя полупроводника (439).

Диспетчерское управление — вид оперативного подчинения, когда операции с тем или иным оборудованием ЭЭС проводятся только по распоряжению диспетчера (старшего дежурного персонала), в управлении которого это оборудование находится (86).

Допустимый уровень помехи — уровень, при котором не нарушается нормальное функционирование электрооборудования (162).

Емкость конденсатора — отношение заряда конденсатора к разности потенциалов на его электродах (22, 295).

Закон Ома — закон, устанавливающий пропорциональную зависимость напряжения от тока для резистивного элемента цепи (22).

Закрытое распределительное устройство (ЗРУ) — распределительное устройство, оборудование которого расположено в здании (97).

Запираемый тиристор (англ. GTO) — тиристор, который может быть переключен из открытого состояния в закрытое и наоборот путем подачи на управляющий электрод сигналов соответствующей полярности (445).

Зона нечувствительности — диапазон, в пределах которого изменение входного сигнала регулятора не приводит к изменению его выходного сигнала (81).

Измерительные трансформаторы — трансформаторы, используемые в цепях измерения токов и напряжений (235).

Инвертор — устройство, преобразующее постоянный ток в переменный (390, 454).

Инвертор, ведомый сетью — инвертор, коммутация вентиля в котором осуществляется под действием переменного напряжения внешней сети (454).

Инвертор напряжения — инвертор, питаемый от цепи постоянного тока с преобладающими свойствами (характеристиками) источника напряжения (458).

Инвертор тока — инвертор, питаемый от цепи постоянного тока с преобладающими свойствами источника тока (458).

Индуктивная катушка — элемент электрической цепи, предназначенный для использования его индуктивности (21, 23).

Индуктивность катушки — скалярная величина, равная отношению потокосцепления индуктивной катушки к току в ней (22, 23).

Испытания изоляции — проверка соответствия изоляции требованиям технических условий и условий надежной эксплуатации оборудования (561).

Испытательное оборудование — специальные высоковольтные установки для испытаний изоляции в исследовательских лабораториях, на заводах — изготовителях оборудования и в эксплуатации (564).

Источник питания систем электроснабжения — понижающая подстанция 35—220 кВ электроэнергетической системы, теплоэлектроцентраль города или крупного промышленного предприятия, в отдельных случаях — дизельная электростанция (132, 141).

Источник реактивной мощности (ИРМ) — статическое регулируемое устройство, предназначенное для генерирования и/или потребления реактивной мощности (74, 207).

Источник тока — источник электромагнитной энергии, ток которого не зависит от напряжения его узлов (зажимов) (21).

Источник ЭДС — источник электромагнитной энергии, характеризующийся электродвижущей силой и внутренним электрическим сопротивлением (21).

Источники электромагнитной энергии — источники электродвижущей силы (ЭДС) и источники тока (21).

Кабель электрический — кабельное изделие, содержащее одну или более изолированных жил (проводников), заключенных в металлическую или неметаллическую оболочку, поверх которой в зависимости от условий прокладки и эксплуатации может иметься соответствующий защитный покров, в который может входить броня (332, 333).

Кабель маслонаполненный (МНК) — силовой кабель высокого напряжения, в котором требуемая электрическая прочность многослойной бумажной изоляции обеспечивается маловязким минеральным маслом под давлением 0,3—0,5 МПа (МНК низкого давления) или 1,5 МПа (МНК высокого давления) (333, 345, 348).

Кабель силовой — кабель, предназначенный для передачи и распределения электрической энергии в сетях переменного напряжения с изолированной и заземленной нейтралью или в сетях постоянного напряжения (331).

Кабельная линия электропередачи (КЛ) — линия электропередачи, выполненная одним или несколькими кабелями, прокладываемыми непосредственно в земле или в различных кабельных сооружениях (304, 331, 332).

Кабельное сооружение — наземное (эстакада, галерея), подземное проходное (коллектор, туннель, шахта, этаж или подвал здания, кабельная камера) или подземное непроходное (канал, блок, трубы, двойной пол) сооружение, предназначенное для прокладки силовых кабелей (332).

Каскад ГЭС — ряд гидроэлектростанций, последовательно расположенных по длине водотока от истока до устья (598).

Качество электроэнергии — это совокупность ее характеристик по частоте и напряжению, определяющих ее воздействие на электрооборудование, подключенное к электрической сети (160).

Комбинированная ВЛ переменного тока — ВЛ, на опорах которой подвешено несколько комплектов проводов разных номинальных напряжений (304).

Коммутационные перенапряжения — кратковременные повышения напряжения по отношению к рабочему напряжению, вызываемые отключениями и включениями в энергосистеме (558, 560).

Компактность схем РУ — минимизация площадей под РУ, например КРУЭ в 10 раз и более уменьшает площадь отчуждаемых земель по сравнению с традиционными решениями (101).

Компаунд — не содержащая в своем составе летучих растворителей смесь смол, битумов, масел и др., находящаяся в жидком состоянии при температуре пропитки или заливки (524).

Компенсация реактивной мощности — целенаправленное воздействие на баланс реактивной мощности в узле электроэнергетической системы с целью регулирования напряжения, а в распределительных сетях и с целью снижения потерь электроэнергии (36, 74, 156, 208).

Компенсирующие устройства — синхронные компенсаторы, конденсаторы и статические тиристорные компенсаторы, предназначенные для выработки реактивной мощности в местах ее потребления (74—76, 156, 208).

Комплектное распределительное устройство (КРУ) — РУ, состоящее из полностью или частично закрытых шкафов или блоков со встроенными в них аппаратами, устройствами защиты, автоматики, контрольно-измерительной аппаратуры и поставляемых в собранном на заводе виде или полностью подготовленными для сборки на месте (98, 248, 278).

Компонентные уравнения — уравнения, связывающие ток и (или) напряжение элемента электрической цепи с заданными параметрами этого элемента (22).

Конденсатор — элемент электрической цепи, предназначенный для использования его электрической емкости и (или) его электрического поля (22, 294).

Конденсаторная батарея — статическое устройство, предназначенное для генерирования реактивной мощности, в сочетании с коммутационной аппаратурой и регулятором — конденсаторная установка (298).

Кондуктивная помеха — помеха в форме электрического тока, распространяющаяся по токопроводящим элементам системы электроснабжения (161).

Коронный разряд — разряд в воздухе в зоне высокой напряженности электрического поля у высокого напряжения электрода, не переходящий в полный пробой промежутка (311, 550).

Короткозамыкатель — аппарат, который служит для создания искусственного короткого замыкания в цепи высокого напряжения (247, 275).

Кристаллический материал — материал, элементарные частицы которого (атомы, ионы или молекулы) расположены закономерно в узлах кристаллической решетки, имеющий определенную температуру (точку) плавления (516).

Критическая длина линии — длина, при которой стоимости сооружения электропередач переменного и постоянного тока равной пропускной способности одинаковы (419).

Лак — коллоидный раствор смол, битумов, высыхающих масел в летучем растворителе, переходящий в твердое состояние с образованием тонкой пленки при улетучивании растворителя (523, 524).

Лакоткань — гибкий электроизоляционный материал, представляющий собой ткань, пропитанную электроизоляционным лаком (527).

Линия с векторным регулированием — линия переменного тока, у которой изменение передаваемой мощности осуществляется путем изменения модуля и фазы напряжения на одном из концов линии с помощью объединенного регулятора потоков мощности (ОРПМ) (432).

Линия электропередачи (ЛЭП) — электроустановка, предназначенная для передачи электрической энергии между двумя пунктами энергосистемы с возможным промежуточным отбором мощности (303).

Магистральная ЛЭП — ЛЭП, от которой отходит несколько ответвлений (304).

Магнитная индукция — векторная величина, характеризующая магнитное поле и определяющая силу, действующую на движущуюся заряженную частицу со стороны магнитного поля (17).

Магнитное поле — одна из двух сторон электромагнитного поля, обусловленная движущимися заряженными частицами и изменением электрического поля, оказывающая силовое воздействие на движущиеся заряженные частицы и выявляется по силовому воздействию, направленному нормально к направлению движения этих частиц и пропорциональному их скорости (16).

Магнитный материал — материал, обладающий способностью приобретать магнитный момент (намагничиваться) при воздействии на него магнитного поля (535).

Магнитопровод трансформатора — ферромагнитная конструкция, служит для усиления магнитной связи между обмотками и основанием для установки обмоток; набирается из пластин электротехнической стали или навивается из ленты (219).

Маслобарьерная изоляция — внутренняя изоляция, состоящая из слоев масла разделенных барьерами из твердого диэлектрика (545).

Маховиковые накопители — установки, запаасающие кинетическую энергию при разгоне ротора (629).

Мгновенная мощность — скорость поступления в двухполюсник электромагнитной энергии в рассматриваемый момент времени, равная произведению мгновенных значений напряжения и тока двухполюсника (22).

Межсистемная связь — одна или несколько линий электропередачи, непосредственно соединяющих разные энергосистемы (305).

Многоцепная ВЛ переменного тока — ВЛ, имеющая более двух комплектов фазных проводов (304).

МОПБТ (англ. IGBT) — биполярный транзистор с изолированным затвором (440).

МОП-транзистор (англ. *MOS-transistor*) — транзистор, управляемый структурой металл-оксид-полупроводник (440).

Надежность — свойство объекта (электроустановки, части электрической сети, энергосистемы в целом) обеспечить требуемые функции (выдачу мощности в энергосистему, бесперебойное электроснабжение потребителей) в заданном объеме и нужного качества (99, 100).

Наполнение водохранилища — период аккумуляции речного стока (599).

Напряженность электрического поля — векторная величина, сонаправленная с силой, действующей на неподвижное положительно заряженное пробное тело, помещенное в данную точку поля, и равная отношению силы, действующей на заряд, к его значению (16).

Насосная станция — предприятие, на котором электрическая энергия преобразуется в гидравлическую (595).

Небаланс активной мощности — разность между суммарной генерирующей и суммарной потребляемой активной мощностью в энергосистеме (80).

Неявнополюсной ротор — ротор с распределенной обмоткой возбуждения (185).

Низкотемпературные сверхпроводники (НТСП) — материалы, обладающие практически нулевым сопротивлением при охлаждении их жидким гелием с температурой 4,2 К (573).

Номинальное напряжение — напряжение элемента электрической сети, при котором обеспечивается длительная нормальная работа этого элемента с наиболее целесообразными технико-экономическими показателями (140, 251).

Нормальный подпорный уровень — максимальный уровень воды в водохранилище, при котором ГЭС и все сооружения гидроузла могут работать сколько угодно длительно (599).

Нормальный установившийся режим или *основной режим* ЭЭС — режим, в котором при обеспечении заданного качества электроэнергии без перегрузок основных элементов ЭЭС выполняется экономичное и надежное электроснабжение потребителей (67).

Обмотка возбуждения — обмотка ротора синхронной машины, питаемая постоянным током, создающим магнитное поле в зазоре между ротором и статором (185, 192).

Обмотка статора (якоря) — обмотка, размещаемая в пазах сердечника статора, в которой генерируется электродвижущая сила, создающая напряжение на зажимах обмотки статора (185, 192, 202).

Одноцепная ВЛ переменного тока — ВЛ, имеющая один комплект фазных проводов (304).

Опора ВЛ — металлическая, железобетонная или деревянная конструкция, предназначенная для подвески проводов и грозозащитных тросов (304, 314—318).

Остов трансформатора — магнитопровод со всеми узлами и деталями, служащими для соединения его отдельных частей в единую конструкцию (220).

Отвердитель — вещество, добавляемое в основной материал и вызывающее переход основного материала в отвержденное состояние (518).

Ответвление от ЛЭП — ЛЭП, присоединенная одним концом к другой линии электропередачи в промежуточной точке (305).

Отделитель — аппарат, который служит для отключения обесточенной цепи высокого напряжения за малое время (247, 275).

Ограничитель токов короткого замыкания (ОТКЗ) — устройство для ограничния аварийных токов (291, 292, 579).

Открытое распределительное устройство (ОРУ) — РУ, все или основное оборудование которого расположено на открытом воздухе (97).

Параллельное соединение элементов цепи — соединение, при котором рассматриваемые элементы присоединяются к одной и той же паре узлов (28).

Параллельный регулятор потоков мощности (СТАТКОМ) — преобразователь напряжения без нагрузки на стороне постоянного тока, способный работать как в режиме генерации, так и потребления реактивной мощности, включаемый через согласующий трансформатор в узле сети параллельно с нагрузкой (429).

Параметры режима — значения напряжений, мощностей и токов элементов, а также частоты, определяющие процесс производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии (67).

Первичная обмотка трансформатора — обмотка, к которой подводится электрическая энергия (219).

Первичное регулирование частоты — регулирование, обеспечивающее восстановление баланса активной мощности при частоте, отличной от номинальной (80).

Первый закон Кирхгофа — алгебраическая сумма мгновенных значений токов в ветвях, соединенных с данным узлом, равна нулю: $\sum i = 0$ (24).

Перенапряжения — воздействия напряжений, превышающих номинальные, возникающие вследствие коммутационных процессов или импульсных волн атмосферных перенапряжений (229, 249).

Переходный режим — режим, в котором параметры режима ЭЭС изменяются во времени (67).

Петлевая схема сети — присоединенная к двум источникам питания простейшая замкнутая (по конфигурации) сеть, питающая несколько нагрузок (143).

Плотинно-деривационная схема — схема использования водной энергии, в которой напор создается плотиной и деривацией (598).

Плотинная схема — схема использования водной энергии, в которой напор создается плотиной (596).

Подстанция (ПС) — электроустановка, служащая для преобразования и распределения электроэнергии и состоящая из трансформаторов или других преобразователей энергии, распределительных устройств, устройств управления и вспомогательных сооружений (116).

Показатель качества электроэнергии (ПКЭ) — уровень электромагнитной помехи, создаваемой кондуктивным путем (160, 163).

Полная мощность — величина, равная произведению действующих значений напряжения и тока двухполюсника (35).

Помехоустойчивость — способность электрооборудования нормально функционировать в условиях воздействия электромагнитной помехи (161, 162).

Последовательное соединение элементов цепи — соединение элементов, при котором все элементы имеют один и тот же ток (27).

Последовательный регулятор потоков мощности — преобразователь напряжения, который с помощью последовательного трансформатора вводит в линию регулируемое напряжение, сдвинутое по отношению к току фазы на угол $\pm 90^\circ$, что эквивалентно последовательному включению регулируемой емкости или индуктивности (430).

Потенциальное (безвихревое) электрическое поле — такое электрическое поле, которое в каждой точке может быть охарактеризовано с точностью до некоторой постоянной величины электрическим потенциалом (как, например, электростатическое поле) (19).

Потеря напряжения в элементе сети — разница модулей напряжений по концам элемента электрической сети (72, 73).

Потоко сцепление — сумма магнитных потоков, сцепленных с элементами контура электрической цепи (23).

Потребитель электроэнергии — группа электроприемников, объединенных общим технологическим производством и расположенных на общей территории (100, 133—138).

Предупредительная подсистема автоматики — автоматика, необходимая для обнаружения и предотвращения аварийной ситуации (92—94).

Преобразователь напряжения — то же, что инвертор напряжения (393, 428).

Преобразователь тока — то же, что инвертор тока (390, 392).

Преобразователь частоты — преобразователь, предназначенный для преобразования тока одной частоты в ток другой частоты с возможным изменением значения напряжения и числа фаз (458).

Приливная электростанция (ПЭС) — предприятие, на котором механическая энергия приливо-отливных колебаний уровня воды в море преобразуется в электрическую энергию (596).

Принципиальная (упрощенная) схема электроустановки — это главная схема без некоторых аппаратов (трансформаторов тока и напряжения, разрядников, ограничителей перенапряжения) (99).

Приплотинная ГЭС — гидроэлектростанция, в которой здание ГЭС располагается за плотиной и не входит в состав напорного фронта (598).

Провод электрический — кабельное изделие, содержащее одну или несколько скрученных проволок или одну или более изолированных жил, поверх которых в зависимости от условий прокладки и эксплуатации может иметься легкая неметаллическая оболочка, обмотка и (или) оплетка из волокнистых материалов или проволоки (309—311).

Проводниковый материал — материал, основным электрическим свойством которого является сильно выраженная электропроводность (508—511).

Продольная компенсация — компенсация части индуктивного сопротивления линии переменного тока с целью повышения ее пропускной способности путем последовательного включения в линию батареи конденсаторов (74, 298).

Противоаварийная автоматика (ПА) — автоматика, предназначенная для локализации аварии в ЭЭС и ликвидации аварийного режима, включает в себя общесистемную автоматику, часть локальной автоматики (РЗ, АПВ, АВР) и ряд других специальных устройств (92—96).

Прямая (обратная, нулевая) последовательность — симметричная составляющая трехфазного напряжения (тока) основной частоты (39, 46, 173, 174).

Радиальная ЛЭП — ЛЭП, в которую электрическая энергия поступает только с одной стороны (304).

Разность электрических потенциалов точек А и В — электрическое напряжение в безвихревом электрическом поле, характеризующееся независимостью от выбора пути интегрирования (18).

Разрядник — аппарат, который используется в качестве ограничителя грозовых и внутренних перенапряжений (248).

Разъединитель — аппарат, который применяется для коммутации обесточенных при помощи выключателей участков токоведущих систем (247, 275).

Распределительная линия 6—20 кВ — одна из нескольких линий, распределяющих электроэнергию по территории предприятия, цеха, городского или сельского района, к которым подключаются трансформаторные подстанции 6—20/0,38—0,66 кВ (77, 142).

Распределительное устройство (РУ) — электроустановка, служащая для приема и распределения электроэнергии и содержащая коммутационные аппараты, сборные и соединительные шины, вспомогательные устройства (компрессорные, аккумуляторные и др.), а также устройства защиты, автоматики и измерительные приборы (97).

Распределительный пункт 6—10 кВ — одна из нескольких линий, распределяющих электроэнергию по территории предприятия, цеха, городского или сельского района, к которым подключаются трансформаторные подстанции 6—20/0,38—0,66 кВ (141, 154).

Расход воды — количество воды, протекающей через поперечное сечение водотока за определенный период времени (589).

Расчетная электрическая нагрузка — значение мощности (тока), по которой производится выбор параметров электрооборудования, выполняются расчеты режимов распределения мощности и напряжения в электрической сети (155).

Расщепленная фаза ВЛ — фаза ВЛ, выполненная несколькими параллельными проводами, фиксированными в пространстве на определенных расстояниях друг от друга с помощью распорок (311).

Реактивная мощность — величина, равная при синусоидальном токе и напряжении произведению действующего значения напряжения на действующее значение тока и на синус сдвига фаз между напряжением и током (35).

Реактор — устройство в виде индуктивной катушки, управляемое выключателями, подмагничиванием или полупроводниковыми приборами (239, 290).

Регулирование напряжения — целенаправленное изменение значения напряжения с помощью специальных технических средств, называемых регулируемыми устройствами. Целью регулирования напряжения является обеспечение требуемых уровней напряжения у электроприемников во всех режимах работы электрической сети (72, 75).

Регулирование напряжения трансформаторов — изменение числа витков первичной или вторичной обмотки путем переключения регулировочных ответвлений обмоток (переключаемых при отключении от сети без возбуждения — ПБВ или под нагрузкой — РПН) (76, 228).

Регулирование стока — процесс перераспределения стока водохранилищем в соответствии с требованием водохозяйственного комплекса (598).

Резистор — элемент электрической цепи, предназначенный для использования его электрического сопротивления (21, 22).

Резонанс — явление в электрической цепи, содержащей участки, имеющие индуктивный и емкостной характер, при котором разность фаз напряжений и тока на входе цепи равна нулю (32).

Реле — автоматически действующий аппарат, предназначенный при заданном значении воздействующей величины, характеризующей определенное внешнее явление, производить скачкообразные изменения в управляемых системах (275).

Релейная защита — устройство, предназначенное:

для отключения поврежденного элемента энергосистемы (как правило, при коротких замыканиях) от источника питания (72, 93, 482);

реагирования на опасные ненормальные режимы работы элементов энергосистемы (с действием на сигнал) или отключения элемента с выдержкой времени:

максимальная токовая защита (485);

токовая отсечка (487);

токовая защита нулевой последовательности (488);

токовая направленная защита (489);

дистанционная защита (490);

продольная дифференциальная токовая защита (494);

поперечная дифференциальная токовая защита (495);

направленная защита с высококачественной блокировкой (496);

дифференциально-фазовая защита (498).

Ротор — вращающаяся часть электрической машины (генератора, электродвигателя и т.д.) (185—187).

Русловая ГЭС — гидроэлектростанция, в которой здание ГЭС входит в состав напорного фронта (596).

Сверхпроводниковые ограничители токов короткого замыкания — устройства, ограничивающие ударный и установившийся ток короткого замыкания, благодаря способности сверхпроводника мгновенно изменять свое сопротивление (574, 580).

Сверхпроводниковые индуктивные накопители энергии (СПИН) — разнообразные устройства, содержащие сверхпроводниковые материалы и технологии, способные накапливать и возвращать электрическую или кинетическую энергии (582).

Сетевая обмотка — обмотка трансформатора преобразователя, присоединенная к питающей сети (243, 396).

Сила Лоренца — векторная величина, представляющая собой силу, действующую на заряженную частицу, движущуюся в электромагнитном поле (18).

Силовая электроника — область электроники, связанная с преобразованием электрической энергии и коммутацией силовых электрических цепей (435).

Силовой трансформатор — трансформатор, используемый для преобразования энергии в сетях энергосистем, распределительных сетях и установках для приема и использования энергии (217).

Синтетический материал — материал, получаемый в ходе химического синтеза (502, 522).

Синхронный генератор — электрический генератор с постоянной частотой вращения ротора (75, 185, 186, 192).

Синхронный компенсатор — вращающаяся синхронная машина, предназначенная для генерации и потребления реактивной мощности (75, 208).

Система автоматики (СА) — система, которая осуществляет автоматический ввод преобразовательного моста в работу после действия защиты и выполняет ряд других функций (396).

Система автоматического регулирования (САР) — система, поддерживающая неизменными параметры режима ППТ или ВПТ и передаваемую мощность путем изменения фазы подаваемых импульсов (396).

Система возбуждения генераторов — установка для генерирования постоянного тока обмотки возбуждения синхронных генераторов (198).

Система защиты (СЗ) — система, которая автоматически снимает передачу управляющих импульсов на вентили при возникновении аварийных ситуаций в преобразовательном мосту или в линии (396).

Система управления (СУ) — система, генерирующая управляющие импульсы, сдвинутые по фазе относительно напряжения сети и подаваемые на управляющие электроды тириستоров (396).

Система электроснабжения — комплекс источников питания, электрических сетей и потребителей электроэнергии конкретного технологического назначения (131).

Солнечная фотоэлектрическая установка — установка, преобразующая энергию солнечного излучения в электрическую (612).

Солнечное излучение — процесс переноса энергии от Солнца при распространении электромагнитных волн в прозрачной среде (608).

Солнечный коллектор — установка, преобразующая энергию солнечного излучения в тепло (612).

Сработка водохранилища — период отдачи наполненной воды (599).

Статизм регулирования частоты — отношение изменения частоты к соответствующему изменению активной мощности агрегата при переходе от одного установившегося режима к другому (81).

Статическая устойчивость — способность ЭЭС восстанавливать исходный режим после малого его возмущения (68, 69).

Статические компенсаторы реактивной мощности (СКРМ) — статические устройства, предназначенные для обеспечения баланса реактивной мощности в узле сети, использующие регулируемые реакторы и конденсаторные батареи (424).

Статический тиристорный компенсатор (СТК) — статический компенсатор реактивной мощности, состоящий из параллельно включенных конденсаторной батареи и реактора, который регулируется с помощью тиристорного ключа (425).

Статор — неподвижная часть электрической машины (генератора, электродвигателя и т. д.) (185, 192).

Степень компенсации линии — доля ее общего индуктивного сопротивления, компенсированная с помощью емкости и отнесенная к общему индуктивному сопротивлению (423).

Стержень магнитопровода — часть магнитопровода, на котором располагаются обмотки трансформатора (219, 220).

Сток — суммарный объем воды, прошедшей через поперечное сечение водотока за определенный период времени (589, 598).

Стрела провеса провода ВЛ — расстояние по вертикали между точкой подвески провода на опоре и низшей точкой его провеса в пролете (307, 328).

Строительная длина кабеля — отрезок кабеля, размещающийся на одном транспортном барабане, на котором он доставляется на трассу кабельной линии (342, 359).

Структурная схема электростанции — часть главной схемы, на которой показаны основные функциональные части электростанции или подстанции (РУ, трансформаторы, генераторы) и связи между ними (113).

СУРЗА — комплекс, включающий в себя системы: управления, регулирования, защиты, автоматики, контроля преобразовательного блока электропередач и вставок постоянного тока, является неотъемлемой частью последнего (396).

Схема вторичных соединений — характеризует (отображает) схемы цепей релейной защиты и автоматики, измерения, управления и связи (99).

Схема электрических соединений — отображение внутренней структуры и взаимосвязи элементов электроустановки (99).

Схема электрической цепи — графическое изображение электрической цепи, содержащее условные обозначения ее элементов и показывающее соединения этих элементов (24).

Тиристор — полупроводниковый прибор с двумя устойчивыми состояниями, имеющий три или более *p-n*-переходов, который может переключаться из закрытого состояния в открытое и наоборот (443).

Тиристор, коммутируемый по управляющему электроду (англ. GCT) — силовая интегральная схема, состоящая из тиристора, коммутируемого

по управляющему электроду, обратного диода и блока управления (драйвера), содержащего оптическую гальваническую развязку (445).

Тиристор, коммутируемый по управляющему электроду с интегральным управлением (IGCT) — запираемый тиристор, структура управляющего электрода которого имеет очень малую индуктивность и способна кратковременно проводить ток, равный по значению выключаемому току тиристора, за счет чего уменьшаются динамические потери и время выключения (445).

Тиристор с полевым управлением (МСТ) — полупроводниковый прибор, структура которого содержит тиристор и два полевых транзистора, один из которых обеспечивает процесс включения, подавая импульс тока на управляющий электрод, а второй — аналогично процесс выключения прибора (445).

Тиристорный ключ (выключатель) — устройство, состоящее из полупроводниковых приборов (тириستоров), предназначенное для управляемой коммутации электрооборудования в сети переменного тока (425, 428, 446).

Токоограничивающий реактор — аппарат, который служит для ограничения тока короткого замыкания и поддержания напряжения на сборных шинах РУ (105, 239, 248, 290).

Транзистор — электронный прибор на основе полупроводникового кристалла, имеющий три (или более) электрода и предназначенный для усиления, генерирования и преобразования электрических колебаний (435, 440).

Транспозиция фаз ВЛ — циклическая перестановка фазных проводов ВЛ с целью компенсации электромагнитной несимметрии линии (320).

Трансформатор — электромагнитный статический преобразователь энергии, имеющий две или более индуктивно связанные обмотки и предназначенный для изменения напряжения переменного тока (75, 217).

Трансформаторная подстанция (ТП) — цеховая, городская или сельская подстанция 6—20/0,38—0,66 кВ (133, 140, 141, 150—154).

Турбогенератор — электрический генератор с частотой вращения $60 f_1 = 3000$ 1/мин, $30 f_1 = 1500$ 1/мин (где f_1 — частота напряжения сети в Европе 50 1/с, в США и Японии 60 1/с), приводимый во вращение паровой или газовой турбиной (186, 187, 194).

Узел электрической цепи — место соединения ветвей электрической цепи (24).

Униполярная (монополярная) ППТ — электропередача постоянного тока, у которой один из полюсов изолирован от земли, вторым полюсом является земля (399).

Унифицированность — использование типовых решений, позволяющее снизить материальные и финансовые затраты на проектирование, монтаж, пусконаладочные работы и эксплуатацию электроустановок (101).

Управляемая продольная компенсация линии — продольная емкостная компенсация с изменяемой по соответствующему закону степенью компенсации (426).

Уровень мертвого объема — минимальный уровень воды в водохранилище при нормальной эксплуатации (599).

Уровень электромагнитной совместимости — установленное значение электромагнитной помехи, при котором с наибольшей вероятностью гарантируется нормальное функционирование электротехнических средств (161).

Установившийся режим — режим, в котором параметры режима ЭЭС неизменны во времени (30, 67).

Установка продольной емкостной компенсации (УПК) — конденсаторная батарея, включаемая последовательно в линию переменного тока с целью повышения пропускной способности этой линии за счет уменьшения ее индуктивного сопротивления (74, 422).

Установленная мощность электроприемников — сумма номинальных мощностей электроприемников (133, 134).

Фазоповоротное устройство (ФПУ) — устройство, предназначенное для изменения фазы напряжения в начале или конце линии с целью управления передаваемой мощностью (427).

Фильтрокомпенсирующие устройства (ФКУ) — устройства, предназначенные для компенсации токов высших гармоник и реактивной мощности преобразователей электропередач и вставок постоянного тока. В их состав входят фильтры токов высших гармоник (активные и пассивные) и регулируемые источники реактивной мощности (397).

Фликер — субъективное восприятие человеком мерцаний светового потока искусственных источников освещения, вызванных колебаниями напряжения (169).

Форсированный подпорный уровень — максимально возможный уровень воды в водохранилище по условиям надежности сооружений (599).

Цикл транспозиции ВЛ — длина участка ВЛ, кратная числу комплектов фазных проводов, на которой осуществляется их полная циклическая перестановка (320).

Частичные разряды — электрические разряды во внутренней изоляции, не приводящие к ее полному пробое в определенный период времени (541).

Широтно-импульсная модуляция (ШИМ) — импульсное управление, при котором ширина импульсов модулируется в пределах каждого периода основной частоты для того, чтобы создать определенную форму кривой выходного параметра (457, 462—465).

Экологическая чистота — степень воздействия электроустановки на окружающую среду (шум, электрические и магнитные поля, выбросы, отходы, нарушение ландшафта и т.п.) (101).

Элегаз — «электрический газ» (шестифтористая сера SF_6), используемый в аппаратах высокого напряжения для изоляции и гашения дуги (237, 248, 253).

Электрическая дуга — газообразный проводник электрического тока, образованный электрическим полем за счет ионизации изоляционных сред между разомкнутыми контактами (254—256, 263—265, 268, 271).

Электрическая машина — устройство для взаимного преобразования механической и электрической энергий (184, 185, 208, 218).

Электрическая сеть — часть ЭЭС, предназначенная для передачи электроэнергии от источников (электростанций) до потребителей. Состоит из линий электропередачи и подстанций, связывающих эти линии между собой и преобразующих параметры электроэнергии (напряжения, токи) (61).

Электрическая цепь — совокупность устройств, электромагнитные процессы в которых могут быть описаны с помощью понятий об электродвижущей силе, токе и напряжении (21).

Электрический генератор — устройство для преобразования механической энергии в электрическую (185, 186).

Электростатический потенциал — величина, характеризующая потенциальную энергию, которой обладает единичный положительный заряд, помещенный в данную точку электростатического поля (19).

Электрический ток — направленное движение носителей зарядов и (или) изменение электрического поля, сопровождаемое магнитным полем (17).

Электрическое напряжение — физическая величина, характеризующая электрическое поле вдоль рассматриваемого пути и равная линейному интегралу напряженности электрического поля вдоль рассматриваемого пути (18).

Электрическое поле — одна из двух сторон электромагнитного поля, обусловленная электрическими зарядами и изменением магнитного поля, оказывающая силовое воздействие на неподвижные заряженные тела и частицы (16).

Электроизоляционный материал — диэлектрик, применяемый для устранения утечки электрических зарядов, разделения электрических цепей друг от друга или токоведущих частей устройства от проводящих, но не токоведущих частей (502, 511).

Электромагнитное поле — особый вид материи (вещества), отличающийся непрерывным распределением в пространстве, обнаруживающий дискретность структуры (кванты излученного электромагнитного поля)

и характеризующийся способностью оказывать на заряженные частицы силовое воздействие, зависящее от их скорости (15).

Электромагнитная совместимость — способность электротехнических средств (приборов, аппаратов и т.п.) нормально функционировать в данной электромагнитной обстановке (среде), не внося недопустимых помех в эту среду и не испытывая таковых с ее стороны (161, 162).

Электронный ключ — устройство для замыкания и размыкания силовой электрической цепи, содержащее, по крайней мере, один управляемый вентильный прибор (420, 436).

Электропередача постоянного тока (ППТ) — электропередача, в которой для передачи электрической энергии на расстояние используется постоянный ток (384).

Электростатическое поле — электрическое поле, обусловленное исключительно неподвижными зарядами (16).

Электроэнергетическая система (ЭЭС) — электрическая часть энергосистемы и питающиеся от нее приемники электроэнергии, объединенные общностью процесса производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии (57, 131).

Эмаль — лак, в состав которого входит пигмент, придающий пленке определенную окраску (523).

Энергетическая система (энергосистема) — совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электрической и тепловой энергии при общем управлении этим режимом (57).

Явнополюсный ротор — ротор с сосредоточенной обмоткой возбуждения (185, 186).

Ярмо магнитопровода — часть магнитопровода трансформатора, на которой не размещены обмотки (219).

Учебное издание

ОСНОВЫ СОВРЕМЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Учебник для вузов

В двух томах

Том 2

Современная электроэнергетика

Заведующая редакцией *Л.Т. Васильева*

Редактор *Л.В. Егорова*

Художественный редактор *А.Ю. Землеруб*

Корректор *Г.Ф. Раджабова*

Оператор компьютерной верстки *В.В. Пак*

Подписано в печать с оригинала-макета 10.11.16.	Формат 70×100/16.
Бумага офсетная.	Гарнитура Таймс.
Усл. печ. л. 55,1	Усл.-кр. отт. 55,7
	Уч.-изд. л. 49,9

АО «Издательский дом МЭИ», 111024, Москва, ул. 2-я Кабельная, д. 2,
тел/факс: (495) 280-1246, адрес в Интернете: <http://www.idmei.ru>,
электронная почта: info@idmei.ru.