

А.М. ЕРШОВ

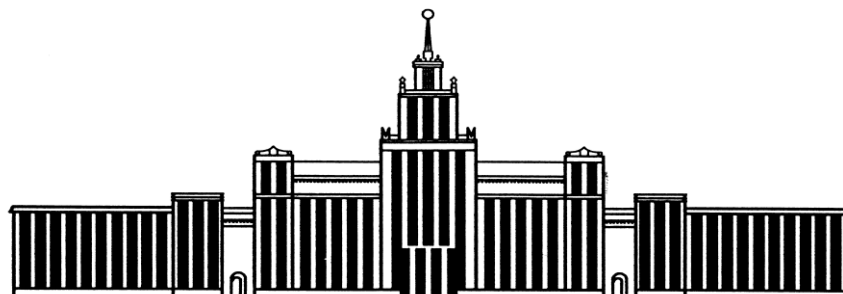
СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Часть 1

ОСНОВЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

621.311(07)
E804

А.М. Ершов

СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Часть 1
ОСНОВЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Курс лекций

Челябинск
2017

Министерство образования и науки Российской Федерации
Южно-Уральский государственный университет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

621.311(07)
Е804

А.М. Ершов

СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Часть 1
ОСНОВЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Курс лекций

Челябинск
Издательский центр ЮУрГУ
2017

УДК [658.26: 621.31](075.8) + 621.311(075.8)
Е804

Одобрено
учебно-методической комиссией энергетического факультета

Рецензенты
Ю.П. Ильин, В.А. Болотин

Ершов, А.М.
Е804 Системы электроснабжения. Часть 1: Основы электроснабжения:
курс лекций / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр
ЮУрГУ, 2017. – 245 с.

Рассмотрено построение схем внешнего, внутризаводского и внутрицехового электроснабжения промышленных предприятий, даны сведения об их конструктивном построении. Изложены методы расчетов электрических нагрузок, силовых трансформаторов понизительных подстанций и цеховых трансформаторных подстанций, кабельных линий. Даны сведения о компенсации реактивной мощности, качестве электрической энергии, режимах нейтрали, защите от перенапряжений, электроосвещении, электропотреблении и энергосбережении.

Для студентов, обучающихся по направлению подготовки бакалавров «Электроэнергетика и электротехника».

УДК [658.26: 621.31](075.8) + 621.311(075.8)



Издательский центр ЮУрГУ, 2017

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	
1.1. Развитие электротехники	8
1.2. Применение электрической энергии в промышленности	13
1.3. Развитие электроэнергетики на Южном Урале	16
1.4. Современное состояние электроэнергетики	19
1.5. Основные понятия об энергосистеме и системах электроснабжения	22
1.6. Характеристики потребителей электроэнергии	23
2. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ	
2.1. Понятие об электрических нагрузках систем электроснабжения	28
2.2. Основные характеристики потребителей электрической энергии	30
2.3. Коэффициенты, характеризующие графики электрических нагрузок	37
2.4. Методы расчета электрических нагрузок	
2.4.1. Методы, основанные на применении технологических данных	40
2.4.2. Усовершенствованный метод упорядоченных диаграмм	41
2.4.3. Расчёт пиковых токов	47
2.4.4. Расчет электрических нагрузок при наличии однофазных электроприёмников	48
3. СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	
3.1. Исходные положения и определения	53
3.2. Принципы построения систем электроснабжения	56
3.3. Внешнее электроснабжение промышленных предприятий	57
3.4. Подстанции систем электроснабжения	63
3.4.1. Распределительное устройство высшего напряжения	64
3.4.2. Силовые трансформаторы с первичным напряжением 35–110–220–330 кВ	65
3.4.3. Распределительное устройство низшего напряжения и общеподстанционный пункт управления	70
3.4.4. Конструктивное исполнение подстанций	71
3.4.5. Выбор числа и мощности трансформаторов подстанции	75
3.5. Внутривзаводские электрические сети напряжением 6–10 кВ	
3.5.1. Радиальные схемы	76
3.5.2. Магистральные схемы	77
3.5.3. Конструктивные исполнения внутривзаводских электрических сетей	81
3.5.4. Расчёты электрических сетей	

3.5.4.1. Расчет питающих линий	87
3.5.4.2. Расчёт токов трёхфазного короткого замыкания . . .	89
3.5.4.3. Расчёты потерь напряжения, мощности и электро- энергии	94
3.6. Цеховые трансформаторные подстанции	
3.6.1. Типы цеховых ТП	97
3.6.2. Типы трансформаторов, устанавливаемых в ТП	98
3.6.3. Схемы и основное оборудование ТП	99
3.6.4. Конструктивное исполнение ТП	102
3.6.5. Выбор мощности и числа трансформаторов цеховых ТП .	102
3.7. Внутрицеховые электрические сети	106
3.8. Конструктивное исполнение внутрицеховых электрических сетей	109
4. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	
4.1. Понятие о реактивной мощности	117
4.2. Особенности передачи реактивной мощности по электриче- ским сетям	118
4.3. Эффективность компенсации реактивной мощности	120
4.4. Потребители реактивной мощности	122
4.4.1. Асинхронные электродвигатели	123
4.4.2. Силовые трансформаторы	126
4.4.3. Электротехнологические установки	127
4.4.4. Потребители реактивной мощности в СЭС со специфиче- скими нагрузками	129
4.5. Источники реактивной мощности	131
4.5.1. Энергосистема и ТЭЦ	132
4.5.2. Синхронные компенсаторы	132
4.5.3. Синхронные двигатели	133
4.5.4. Статические конденсаторы	134
4.6. Определение мощности компенсирующих устройств	138
4.7. О регулировании реактивной мощности на промышленном предприятии	141
5. КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ	
5.1. Состояние качества электрической энергии в СЭС	142
5.2. Продолжительные изменения характеристик напряжения	
5.2.1. Отклонения частоты	143
5.2.2. Медленные изменения напряжения	144
5.2.3. Колебания напряжения	144
5.2.4. Несинусоидальность напряжения	147
5.2.5. Несимметрия напряжений	149
5.3. Случайные события	
5.3.1. Прерывания напряжения	151
5.3.2. Провалы напряжения	152

5.3.3. Перенапряжения	153
5.3.4. Импульсные перенапряжения	153
5.4. Направления улучшения качества электрической энергии . .	155
6. ПУСК И САМОЗАПУСК ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ	
6.1. Общие положения	159
6.2. Определение остаточного напряжения при пуске или самозапуске ЭД	160
6.3. Способы пуска электродвигателей	
6.3.1. Типовые статические нагрузки электропривода	164
6.3.2. Прямой пуск электродвигателей	166
6.3.3. Тиристорные устройства безударного пуска по схеме регулятора напряжения	168
6.3.4. Тиристорные устройства частотного безударного пуска .	172
6.3.5. Система частотно-регулируемого электропривода	176
7. ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ОСВЕЩЕНИЕ	
7.1. Краткая история развития искусственного освещения	179
7.2. Цветовая температура света	181
7.3. Источники света	185
7.3.1. Лампы накаливания	186
7.3.2. Газоразрядные лампы низкого давления	187
7.3.3. Газоразрядные лампы высокого давления	189
7.3.4. Светодиодные лампы	192
8. РЕЖИМЫ НЕЙТРАЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ	
8.1. Пять способов заземления нейтрали электрических сетей . . .	194
8.2. Критерии выбора режима нейтрали	196
8.3. Электрическая сеть с изолированной нейтралью	197
8.4. Электрическая сеть с резистивным заземлением нейтрали . .	200
8.5. Электрическая сеть с компенсированной нейтралью	201
8.6. Электрическая сеть с глухо заземлённой нейтралью	203
8.7. Электрическая сеть с эффективно заземлённой нейтралью . .	204
8.8. Заключение	205
9. ЗАЗЕМЛЯЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО	
9.1. Общие положения	207
9.2. Параметры заземляющих устройств	209
9.3. Основные требования ПУЭ к заземляющим устройствам . . .	213
9.4. Конструктивные исполнения заземляющих устройств	215
9.5. Расчёт заземляющего устройства отдельно стоящей трансформаторной подстанции напряжением 10/0,4 кВ	219
10. ЗАЩИТА ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ	
10.1. Основные положения	222
10.2. Удары молнии	222
10.3. Молниезащита	226
10.4 Защита ограничителями перенапряжений	229

11. ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ	
11.1. Электробаланс промышленного предприятия	231
11.2. Вопросы экономии потерь ЭЭ в СЭС ПП	232
11.3. Методы определения потерь ЭЭ в СЭС	234
11.4. Тарифы на электрическую энергию	235
11.5. Взаимоотношения энергосистемы с потребителями ЭЭ	238
11.6. Системы учета ЭЭ	239
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	242

ВВЕДЕНИЕ

Второе издание курса лекций «Системы электроснабжения» написано на основе 20 учебных пособий, направленных на методическое обеспечение дисциплины «Электроснабжение промышленных предприятий и городов» и изданных в течение 1984–1996 годов. Эти пособия даже по истечении 20–30 лет остаются актуальными и продолжают использоваться студентами как заочной, так и дневной форм обучения. Автор благодарен за участие в подготовке указанных пособий преподавателям кафедры Ситчихину Ю.В., Валееву Г.С. и особенно Петрову О.А., в соавторстве с которым подготовлено 6 пособий. В то время кроме традиционных разделов рассматриваемой дисциплины были сформированы новые разделы:

- Расчёт систем электроснабжения (СЭС) с использованием ЭВМ [15].
- Электроприёмники промышленных предприятий [17].
- Надёжность СЭС промышленных предприятий [13, 14].
- Качество электрической энергии в СЭС [11, 12].
- Особенности построения СЭС с учётом качества электрической энергии [9, 11].
- Режимы нейтрали электрических сетей СЭС [34].
- Электропотребление и энергосбережение в СЭС [10].
- Заземление электроустановок СЭС [1].

На основе некоторых разделов в последующем были сформированы новые отдельные дисциплины, читаемые в настоящее время при подготовке бакалавров и магистров.

Второе издание курса лекций предполагается издать в виде отдельных частей (подготовлены 4 части). Первая часть предназначена в качестве вводного курса, предназначенного для подготовки бакалавров по направлению «Энергетика и электротехника», а следующие части для специальной подготовки по профилю «Электроснабжение».

1. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

1.1. Развитие электротехники

Вплоть до XIX в. происходило становление электростатики (изучались свойства неподвижных электрических зарядов – статического электричества) и магнетизма. Важные количественные исследования в изучении атмосферного электричества в середине XVIII века проводили русские учёные М.В. Ломоносов и Г.В. Рихман. Они одновременно с американским учёным Б. Франклином в 1753 г. доказали электрическую природу молнии. Металлические заземлители (молниеотводы), изобретенные в 1750 г. Б. Франклином, и ныне применяются для защиты сооружений от молний. Явления электростатической индукции и поляризации изучал и объяснил современник М.В. Ломоносова русский академик Т.У. Эпинус, который выдвинул идеи взаимосвязи электрических и магнитных явлений. Электрический конденсатор (лейденскую банку) изобрел в 1745 г. нидерландский физик П. Мушенбрук. Закон взаимодействия электрических зарядов экспериментально установил французский физик Ш.О. Кулон в 1785 г. Развитие электротехники можно условно разделить на четыре этапа [3, 17, 58].

Первый этап развития электротехники (1800–1831 гг.). Начинается с изобретения химического источника тока итальянским физиком А. Вольта в 1799 г. Создание электрохимического генератора позволило учёным всесторонне исследовать электрические заряды в движении – электрический ток. Так, в 1802 г. русский академик В.В. Петров впервые получил электрическую дугу, которая в дальнейшем нашла промышленное применение в технике освещения (дуговые фонари, прожекторы), в электросварке и в электрометаллургии (дуговые печи).

Изучение непрерывно связанных между собой электрических и магнитных явлений началось только в 1820 г., когда датский физик Х.К. Эрстед обнаружил отклонение магнитной стрелки под действием электрического поля и установил существование магнитного поля вокруг проводника с током. Важные результаты исследований в области электромагнетизма в это время получили французские учёные: А.М. Ампер открыл явление взаимодействия между токами (начало электродинамики), а также между магнитным полем и током (закон Ампера); Д.Ф. Араго намагнитил токком кусок стали, а также обнаружил вращение магнита вблизи вращающейся медной пластинки (диск Араго), что впоследствии послужило идеей создания электродвигателей переменного тока с вращающимся магнитным колем; Ж. Био и Ф. Савар установили количественную связь между магнитным полем и электрическим током, математически оформленную П. Лапласом, логическим следствием закона Био-Савара-

Лапласа для определения магнитной индукции поля, создаваемого током, явился закон полного тока – закон Максвелла.

В 1821 г. Т. Зеебек, уроженец Прибалтики, открыл явление термоэлектричества, которое послужило основой непосредственного превращения тепловой энергии в электрическую – создания термоэлементов.

Второй этап развития электротехники (1831–1870 гг.) начинается с открытия в 1831 г. выдающимся английским физиком М. Фарадеем (а полтора года спустя независимо от него и Д. Генри в США) явления электромагнитной индукции, позже обобщенного основоположником теории электромагнитного поля гениальным английским физиком Д.К. Максвеллом. Это открытие, в частности, позволило воздать электромагнитные генераторы. Закон электромагнитной индукции, являющийся фундаментом современной электротехники, в 1833 г. существенно дополнил русский академик Э.Х. Ленц, который сформулировал правило определения направления электродвижущей силы (ЭДС) индукции (правило Ленца). Это позволило Э.Х. Ленцу сформулировать и принцип обратимости электрических машин, т. е. возможности их работы в режимах генератора и двигателя.

В 1833 г. М. Фарадей сформулировал законы электролиза, экспериментально установил количественную связь между химическими и электрическими явлениями. В 1841–1842 гг. независимо друг от друга английский физик Д. Джоуль и Э.Х. Ленц установили количественные характеристики теплового действия электрического тока. Закон Джоуля-Ленца (закон превращения электрической энергии в тепловую) является частным случаем закона сохранения и превращения энергии. Законы электрических цепей установлены немецкими физиками: Г.С. Омом (закон Ома) – в 1826 г. и Г.Р. Кирхгофом (первый и второй законы Кирхгофа) – в 1847 г.

Таким образом, в первой половине XIX в. были сформулированы основные законы электротехники и при отсутствии мощных и экономичных источников (применялись в основном гальванические элементы и аккумуляторы) намечены пути практического использования электроэнергии для освещения (дуговые лампы), электропривода, электролиза, электросвязи, гальванопластики и других отраслей хозяйства. В 1832 г. русским ученым и электротехником П.Л. Шиллингом был создан первый практически пригодный электромагнитный телеграф. В 1836 г. русский академик Б.С. Якоби открыл явление гальванопластики (покрытие металлов металлами, получение металлических отпечатков).

Переход к массовому, непрерывному и автоматизированному производству требовал перевода системы машин с парового привода на новый. Им стал электропривод. Электродвигатели того времени, применявшиеся в электроприводах, были несовершенны. Несовершенным был и первый электродвигатель постоянного тока с вращающимся рабочим валом Б.С. Якоби (1834 г.). Двигатель постоянного тока с кольцевым якорем, имеющим коллектор практически современного типа, построил итальянец

А. Пачинотти лишь в 1860 г. Усовершенствование электромеханического генератора отставало от совершенствования электродвигателя. Генератор постоянного тока с кольцевым якорем и с самовозбуждением создал в 1870 г. бельгийский инженер З.Т. Грамм. В 1873 г. немецкий изобретатель Ф.Гефнер-Альтенек заменяет несовершенный кольцевой якорь шихтованным барабанным, и машины переменного тока приобретают почти современный вид. При этом машина широко используется в режимах генератора и двигателя, т. е. в начале 70-х гг. был открыт принцип обратимости электрических машин. Основой расчёта и конструирования электрических машин послужили закон магнитной цепи, а также кривые намагничивания стали, впервые экспериментально полученные русским физиком А.Г. Столетовым в 1872 г.

Крупнейшим обобщением второго этапа развития электротехники явилась электромагнитная теория, разработанная английским ученым Д.К. Максвеллом (1873 г.), который математически сформулировал законы электромагнитного поля в виде известных уравнений, носящих его имя.

Третий этап развития электротехники (1870–1891 гг.) начинается с внедрения в промышленность генератора постоянного тока, создания линий электропередачи постоянного тока и изобретения трансформатора и длится вплоть до завершения исследований в области трехфазных систем. Это период начала становления электротехники как самостоятельной области науки и техники. Он характеризуется началом строительства электростанций и многими важными открытиями в области электротехники. Так, лампу накаливания изобрёл в 1872 г. инженер А.Н. Лодыгин (впоследствии её усовершенствовал знаменитый американский изобретатель Т.А. Эдисон), а совершенную дуговую лампу с параллельно расположенными электродами (без регулятора) – П.Н. Яблочков, в 1876 г. Электросварку металлов угольным электродом изобрёл в 1882 г. инженер Н.Н. Бенардос, а металлическим электродом – Н.Г. Славянов в 1886 г. Телефон создал немецкий инженер А.Г. Белл в 1876 г., а в 1895 г. А.С. Попов изобрёл радио, предпосылкой чего явились работы немецкого физика Г. Герца, экспериментально доказавшего (1888 г.) существование электромагнитных волн.

П.Н. Яблочков для питания своих электрических свечей в 1876 г. (с целью равномерного сгорания обоих электродов) изобрёл и внедрил в практику первый трансформатор с разомкнутой магнитной системой, используя индукционные катушки со стальным стержнем (катушки Румкорфа), первичные обмотки которых соединялись последовательно и питались от генератора однофазного переменного тока. Трансформатор с замкнутым сердечником впервые предложили в 1884 г. английские электротехники – братья Гопкинсон. Различные, почти современные конструкции однофазных трансформаторов с замкнутым шихтованным стальным сердечником созданы венгерскими инженерами М. Дери, О. Блати, К. Циперновским в 1885 г.

Создание совершенных генераторов и двигателей постоянного тока и строительство электростанций постоянного тока в городах (а в 80-х годах и однофазного тока) обеспечили в конце XIX в. широкое применение электроэнергии для освещения и общепромышленного привода, а затем и в городском транспорте. Первую электрическую железную дорогу демонстрировал на Берлинской промышленной выставке в 1879 г. немецкий инженер В. Сименс.

В России первое трамвайное движение (второе в Европе после Берлина) открылось в 1892 г. в Киеве. Троллейбусное движение получило широкое распространение лишь в 30-е годы XX в. (в Москве – с 1933 г., а в Киеве – с 1935 г.), хотя первый троллейбус был пущен ещё в 1882 г. в Германии.

Все возрастающее потребление электроэнергии вызвало в конце XIX в. строительство крупных электростанций, которые экономически целесообразно было сооружать вблизи месторождений топлива и на мощных водных потоках рек. Это создало проблему передачи электроэнергии на значительные расстояния. Возможность рациональной передачи электроэнергии на повышенном напряжении на дальние расстояния теоретически обосновал в 1880 г. (на страницах журнала «Электричество») русский ученый Д.А. Лачинов. Одновременно и независимо аналогичные исследования провел французский инженер М. Депре, который в 1882 г. по обычным телеграфным проводам осуществил первую относительно мощную опытную передачу электроэнергии постоянным током напряжением 2000 В на расстояние 57 км и продемонстрировал её на международной выставке в Мюнхене. Электроэнергия от гидроустановки в Мисбахе принималась электродвигателем мощностью 3 л.с., приводившим в движение насос декоративного фонтана выставки. И хотя коэффициент полезного действия передачи составил только 22 %, это было достижением исторической важности.

Четвертый этап, развития электротехники начинается с создания в 1891 г. промышленных типов трехфазных синхронного генератора, трансформатора и асинхронного двигателя, с решения проблемы передачи электроэнергии на значительные расстояния и продолжается в настоящее время.

Важнейшей предпосылкой разработки трёхфазных систем явилось открытие в 1868 г. явления вращающегося магнитного поля итальянским физиком Г. Феррариусом. и сербским электротехником Николой Теслой, который работал в то время в США с Т.А. Эдисоном. На основании этого явления Н. Тесла создал двухфазную систему токов при сдвиге фаз на 90 электрических градусов. Двухфазная система длительное время конкурировала в США с трёхфазной системой токов. Используя вращающееся магнитное поле, талантливый русский инженер Михаил Осипович Доливо-Добровольский в 1889 г. создал первый трёхфазный асинхронный двигатель с короткозамкнутым ротором и почти современный трёхфазный

трансформатор, а в 1893 г. он изобрёл ротор с двойной беличьей клеткой. Экономичность применения трёхфазной системы стала очевидной после того, как М.О. Доливо-Добровольский вместе с немецким инженером Брауном в 1891 г. построил первую трёхфазную линию электропередачи от гидроэлектростанции в г. Лауфен до месторасположения международной электротехнической выставки во Франкфурт-на-Майне протяженностью 170 км. Опытная электропередача с линейным напряжением 16 кВ от трёхфазного синхронного генератора мощностью 300 л.с. доказала преимущества трёхфазной системы: её КПД достиг 77,4 %. На выставке впервые зажглись 1000 ламп накаливания, а асинхронный двигатель мощностью 100 л.с. привёл в действие декоративный водопад. Это событие можно считать началом зарождения использования трёхфазного тока, вызвавшего переворот в промышленности, транспорте и быту. Решение вопроса об электропередаче на значительные расстояния позволило сконцентрировать производство электроэнергии на особых предприятиях – электростанциях, где в качестве первичных генераторов служили тепловые или водяные двигатели.

За два-три года были разработаны и созданы все основные элементы трёхфазной системы электроснабжения: синхронный генератор, повышающий и понижающий трансформаторы, трёх- и четырёхпроводная линии электропередачи, асинхронный двигатель с короткозамкнутым и фазным ротором. Трёхфазная система электроснабжения переменного тока получила всеобщее признание, и началось внедрение электрификации во все сферы деятельности человека.

Первая трёхфазная установка в Америке (Калифорнии) была пущена в 1893 г. В 1896 г. вступила в строй первая гидроэлектростанция на Ниагаре. На станции были установлены три турбины переменного тока по 5 тыс. л.с. каждая. Динамо-машины вырабатывали ток на напряжении 2000 В. Для передачи электроэнергии потребителю напряжение поднималось трансформаторами до 50 кВ. Электропередача осуществлялась на расстоянии до 550 км. В последующие годы дали ток мощные гидро- и тепловые станции в Обершпрее (Германия, 1897 г.), Рейнфельская ГЭС (1898 г.) и др.

Первым электрифицированным предприятием в России был Новороссийский зерновой элеватор, на котором в 1893 г. была применена трёхфазная система электроснабжения. Общая мощность генераторов составила 1200 кВт·А, а трёхфазные асинхронные двигатели имели мощность 3,5–15 кВт. Первая в России электропередача длиной в 21 км осуществлена на Павловском прииске Ленского золотопромышленного района в Сибири. Электрификация Петербурга, Москвы, Киева, Риги и других крупных городов началась в 1897 г. Первая промышленная гидроэлектростанция в России мощностью 300 кВт была построена в 1895–1896 гг. под руководством инженеров В.Н. Чиколева и Р.Э. Классона для электроснабжения Охтинского порохового завода в Петербурге. В 1899 г. были введены в

эксплуатацию ГЭС на Бакинских нефтяных камнях и кавказском курорте Боржоми. В 1909 г. закончилось строительство крупнейшей в дореволюционной России Гиндукушской ГЭС мощностью 1350 кВт на реке Мургаб.

Семидесятые годы XIX столетия ознаменовались бурным развитием электротехники в России. В Петербурге и Москве работали выдающиеся пионеры мировой электротехники. Довольно значительная группа членов Русского технического общества (Ф.К. Величко, П.К. Яблочков, В.Н. Чиколев, Д.А. Лачинов, А.Н. Лодыгин и др.) в конце 1897 г. добилась учреждения в составе Общества специального Электротехнического отдела для объединения научной, изобретательской и пропагандистской деятельности русских электротехников. Учредительное собрание Электротехнического отдела состоялось 11 января 1880 г, а с июня 1880 г. стал издаваться журнал «Электричество». В том же году в Петербурге открылась первая в мире специализированная электротехническая выставка. Журнал «Электричество», начиная с первого номера, широко знакомил инженерную общественность России с развитием отечественной и зарубежной электротехники. В 1886 г. в Петербурге было учреждено «Общество электрического совещания» – первое предприятие в России для производства электроэнергии, имевшего главной целью электрическое освещение улиц и частных помещений в Петербурге и Москве. Через 10 лет в связи с бурным развитием электротехники электроэнергию стали использовать и для технических целей.

1.2. Применение электрической энергии в промышленности

Электрическая энергия представляет собой одну из универсальных и гибких форм энергии, которая обладает рядом ценных свойств: легко, в больших количествах с малыми потерями передается на дальние расстояния от места производства; легко преобразуется в другие виды энергии (механическую, тепловую, световую, химическую, звуковую); удобно распределяется между потребителями, различными по мощности и характеру потребления; позволяет осуществлять комплексную механизацию и автоматизацию производства; обеспечивает наилучшие санитарно-гигиенические и экологические условия на промышленных предприятиях.

Первые практические шаги человечества по применению электрической энергии в своей деятельности можно отнести к 1800 г., когда начались эксперименты с созданными в 1799 г. А. Вольта первыми электрохимическими генераторами, которые привели к открытию химического, теплового и магнитного действия электрического тока. В этом же году англичане А. Карлейль и У. Никольсон осуществили электролиз воды. В 1802 г. русский ученый, академик В.В. Петров построил уникальную батарею из 2100 медно-цинковых элементов, ЭДС которой составляла около 1700 В, а полезная мощность 60–85 Вт. Используя эту батарею, он открыл

явление электрической дуги и обосновал возможность ее применения для плавки металлов, электроосвещения и восстановления металлов из окислов. В 1807 г. англичанин Х. Деви разработал электролитический способ получения щелочных металлов, а в 1833–1836 гг. М. Фарадей разработал теорию и сформулировал законы электролиза.

В 1838 г. русский ученый, академик В.С. Якоби открыл явление гальванопластики, а несколько позднее – гальваностегии. Все эти открытия привели к массовому возникновению гальванотехнических предприятий в России и за рубежом. В 1843 г. Э.Х. Ленц теоретически обосновал закон тепловыделения под воздействием электрического тока, этот закон известен как закон Джоуля-Ленца.

Эксперименты с первыми электрохимическими источниками тока привели к возникновению таких отраслей электротехнологии, как электротермия, электрохимия. Но для широкого их развития требовались мощные источники электрической энергии, которые появились в период с 70–80-х годов XIX века, когда были созданы экономичные генераторы постоянного тока, а чуть позже М.О. Доливо-Добровольским разработана система электроснабжения трехфазного тока.

Одним из первых применений электричества в промышленности явилась электрическая сварка металлов. Первые опыты по электросварке металлов методом сопротивления (встык) выполнены в Англии в 1844 и 1851 гг. Д. Непиром и Дородом. В конце 60-х годов XIX в. были проведены опыты по использованию электрической дуги для сварки металлов. Однако практическое решение этой проблемы принадлежит русскому изобретателю К.Н. Бенардосу, который в 1886 г. предложил метод электродуговой сварки. Позднее, в 1891 г., явление электрической дуги было использовано русским инженером Н.Г. Славяновым для так называемой электрической отливки и электрического уплотнения металлических отливок. Им же был создан полуавтомат для регулирования длины дуги, который явился предшественником автоматических сварочных установок. Способы сварки металлов электрической дугой, разработанные Н.Н. Бенардосом и Н.Г. Славяновым, вызвали целый переворот в технологических процессах машиностроения, судостроения и других отраслях.

Через 50 лет после открытия В.В. Петровым явления электрической дуги и возможности плавки с ее помощью металлов первую электрическую дуговую печь косвенного нагрева изобрел французский химик Пишон, а в 1879 г. немецкий промышленник В. Сименс предложил две конструкции дуговых печей прямого нагрева. В 1830 г. Ридмен в Англии впервые получил желтый фосфор методом возгонки в дуговой печи с двумя горизонтальными электродами, а в 1887 г. француз П.Л.Т. Эру сконструировал и изготовил электрическую рудно-восстановительную печь.

В 1886 г. П.Л.Т. Эру получил также привилегию на способ получения алюминия посредством электролиза глинозема, растворённого в расплаве

криолита, до этого алюминий получали химическими способами. Первый промышленный электролизер для разложения воды на кислород и водород был сконструирован русским ученым Д.А. Лачиновым.

Первый патент на индукционную печь для плавки металлов получил в 1887 г. англичанин Феранти, однако первую действующую индукционную тигельную печь в 1900 г. ввел в эксплуатацию Челлин в Швеции.

Первые попытки использования нагрева методом сопротивления для практических целей относятся к 80-м годам, когда американские братья Е.Х. и А.Х. Коулэнс создали печь прямого нагрева для плавки медно-цинковых руд. После этого разрабатываются соляные закалочные ванны, печи сопротивления косвенного действия.

Честь открытия почти всех известных процессов электрохимической обработки металлов принадлежит русскому химику Е.И. Шпитальскому, который еще в 1911 г. разработал процесс электролитического полирования. Большой вклад в развитие методов электроэрозионной обработки металлов внесли советские ученые и инженеры Б.Р. Лазаренко, Н.И. Лазаренко, В.Н. Золотых, А.А. Лившиц и др.

В начале XX столетия русские ученые и инженеры создали ряд конструкций электропечей. Под руководством В.П. Ижевского в 1902 г. разработана и пущена в промышленную эксплуатацию электропечь сопротивления для плавки металла, а в 1908 г. А.Н. Лодыгиным разработана и внедрена электропечь сопротивления прямого нагрева для выплавки металла из руды. В то же время были созданы электрическая соляная ванна для нагрева инструмента под закалку (Стобинский, 1907 г.), электропечь сопротивления для плавки стали с угольными стержневыми нагревателями (Штейнберг, Грамолин, 1915 г.), дуговая сталеплавильная печь с вращающейся дугой (Евреинов, Тельный, 1916 г.). К этому времени на базе применения электротехнических процессов в России начинается промышленное производство различных материалов. В 1908–1910 гг. в Петербурге начато производство карбида кальция, в 1910 г. на Урале (в г. Сатка) организуется производство ферросплавов, в том же году в Петербурге внедрена сталеплавильная дуговая электропечь, в 1907 году под Москвой пущена в эксплуатацию сталеплавильная дуговая печь.

Дореволюционная Россия значительно уступала промышленно развитым странам в применении электропечей. К 1917 г. работало всего 22 дуговые сталеплавильные печи, а после гражданской войны электрометаллургическая промышленность была создана практически заново. Промышленное применение электроэнергии стимулировалось бурным развитием машиностроения. Во второй половине 20-х и начале 30-х годов строятся: Днепропетровский комбинат, включающий заводы ферросплавов, инструментальной стали и алюминия; автомобильные заводы в Москве и Горьком; тракторные в Харькове, Сталинграде и Челябинске; авиационные и авиамоторные; Челябинский и Зестафонский ферросплавные; абразивные в

Ленинграде и Челябинске; Верхнеисетский металлургический и др. До Великой Отечественной войны практически применялись только виды нагрева – сопротивлением, дуговой, индукционный и диэлектрический. В 50-е годы к ним добавляются вакуумный нагрев сопротивлением, электрошлаковый, вакуумно-дуговой нагрев, в 60-е – плазменно-дуговой и электронно-лучевой, в 70-е – индукционно-плазменный, в 80-е – лазерный.

Развитие и совершенствование промышленной электроэнергетики непосредственно связаны с общим развитием народного хозяйства страны, повышением производительности труда на основе интенсификации и автоматизации технологических процессов. Являясь основой развития производства, электроснабжение и электрооборудование промышленных предприятий должны развиваться опережающими темпами. В настоящее время на многих энергоёмких промышленных предприятиях плотность электрических нагрузок на единицу площади достигла 0,1–0,2 кВт/м², а в электролизном производстве и электросталеплавильных цехах – соответственно до 0,65–0,7 и 3–4 кВт/м². Расчетные нагрузки крупных металлургических и электрохимических производств составляют 500–800 МВт, а крупных электрометаллургических комбинатов – до 1300–1400 МВт и более. Единичная мощность электродвигателей с резкопеременной нагрузкой достигла 20 МВт, синхронных двигателей турбокомпрессоров – 30–40 МВт, а мощность дуговых электропечей и серии электролизных ванн – соответственно 100–125 и 150–170 МВ·А.

1.3. Развитие электроэнергетики на Южном Урале

Применение электричества для нужд промышленности и населения Урала началось в 80-х годах XIX-го столетия. По имеющимся данным в 1884 г. на всем Урале действовало несколько небольших заводских энергетических установок общей мощностью 20 кВт. К началу первой мировой войны, в 1913 г., общая мощность городских электростанций всего Урала составила 33653 кВт, а выработка электроэнергии – 115 млн. кВт·ч.

В 1908 г. началось строительство Порожской гидроэлектростанции на р. Сатка для обеспечения электроэнергией первого в России электрометаллургического завода по выплавке ферросилиция и феррохрома. ГЭС содержала два генератора мощностью 560 и 750 кВт, частотой 25 Гц и напряжением 80 В. На Саткинском заводе были установлены две печи мощностью по 280 кВт·А, выплавляющие в год 500 тонн ферросилиция и углеродистого феррохрома.

В начале XX века местная Челябинская газета писала: «Городская управа провела опрос желающих удовлетворить потребность в установлении 25-свечовых лампочек. Всего учтена потребность в 8125 электрических лампочках. Больше всего заявок поступило от владельцев домов по улице Уфимской (ныне ул. Кирова) – 2321, Азиатской (ул. Елькина). –

450. На остальные падало по сто ламп на каждую – не более». В 1900 г. купцы В.М. Колбин и П.В. Кокарев, объединив капиталы, образовали «Товарищество Колбина, Кокарева и компании», которое в 1904 г. построило первую дизельную электростанцию мощностью 50 кВт. Она работала на угле и в 1908 г. имела мощность 50 кВт. К 1916 г. на городской электростанции, от которой питалось 14740 лампочек, в штате числилось 27 человек, из них восемь «господ монтеров».

Первыми промышленными электроприемниками в основном являлись электродвигатели. Применялись они на Саткинском и Златоустовском заводах, где действовали электростанции мощностью соответственно 3,2 и 2,0 МВт. В 1920 г. самым высоким напряжением было 6,6 кВ. В 1921 г. на Челябинских Копях пущена электростанция мощностью 2 МВт и сооружена воздушная ЛЭП длиной 14 км до Челябинска, где были электрифицированы механический завод «Столль и К^о» (им. Колющенко), холодильник, Сибирская слобода. В октябре 1923 г. в Челябинске для обеспечения действия электрооборудования открылось монтажное отделение и склад электротехнических принадлежностей.

Ленинским планом ГОЭЛРО Урал (Пермская, Свердловская и Челябинская области) был отнесен к числу первоочередных, подлежащих электрификации районов страны. В плане предусматривалось строительство здесь четырех электростанций суммарной мощностью 165 МВт. Среди первоочередных было намечено строительство Челябинской ГРЭС. Однако разлуха, продовольственный и топливный кризис отодвинули начало строительства ЧГРЭС до ноября 1927 г., когда состоялась ее закладка. Оборудование было закуплено в Англии у знаменитой фирмы «Бабкок-Вилькокс». 1 сентября 1930 г. ЧГРЭС мощностью 24000 кВт дала промышленный ток. Электроэнергией ЧГРЭС питались цехи ферросплавного завода, цинкового, электродного, тракторного. Электроэнергию ЧГРЭС получали промышленные предприятия Кыштыма, Карабаша, Златоуста и даже Свердловска. Общая мощность ЧГРЭС после окончания строительства составила 145 тыс. кВт с турбоагрегатами по 24 тыс. кВт.

В 1932 г. была сооружена первая очередь ГПП ЧТЗ, питающаяся от ЧГРЭС. Вокруг ЧТЗ возник так называемый социалистический город и 1 мая 1933 г. по маршруту «Соцгород – вокзал – центр» был пущен первый трамвай.

Наиболее крупной станцией после ЧГРЭС в 1932 г. стала Магнитогорская ЦЭС мощностью 56 МВт.

В апреле 1930 г. при объединении электростанций, построенных на Урале по плану ГОЭЛРО, была создана Уральская энергосистема – Уралэнерго. Установленная мощность станций системы в 1935 г. составляла 563 МВт, а основная магистральная сеть напряжением 110 кВ вдоль Уральского хребта была протяженностью около 300 км. К этому времени

Уральская энергосистема заняла четвертое место, уступая только энергосистемам Московской, Донбасской и Днепроградской.

В мае 1935 г. по решению Уралэнерго 4-й городской Челябинский участок Южно-Уральского района электросетей был преобразован в самостоятельное предприятие – «Челябинские городские электрические сети» (ЧГЭС). К 1940 г. ЧГЭС имели 250 км кабельных и воздушных линий электропередачи, две понижающие подстанции, через которые было распределено 30 млн. кВт·ч электроэнергии.

Во время Великой Отечественной войны энергетический потенциал резко возрос, уже в 1942 г. вступил в эксплуатацию первый турбогенератор мощностью 25 МВт на ТЭЦ-1. В июле 1942 г. объединенная Уральская энергосистема была разделена на три части, каждая из которых стала самостоятельной энергосистемой – Пермэнерго, Свердловэнерго и Челябинэнерго. В этом году установленная мощность электростанций Челябинэнерго достигла 243 тыс. кВт, а выработка электроэнергии – 1,5 млрд. кВт·ч. Дальнейшая динамика развития этих показателей Челябинэнерго дана в табл. 1.1.

В 1952 г. состоялся пуск первых агрегатов Южноуральской ГРЭС, а в 1953 г. пущена ТЭЦ на Магнитогорском металлургическом комбинате.

В конце 50-х и в начале 60-х годов уральская энергетика вступила в новый этап развития на базе крупных блочных энергоустановок ТЭС, линий и подстанций напряжением 500 кВ, соединивших объединенную Уральскую энергосистему с Единой энергосистемой европейской части СССР. В 1959 г. на Челябинской ТЭЦ-1 ввели в эксплуатацию первый в нашей стране турбогенератор мощностью 50 МВт на сверхкритические параметры пара. В 1965 г. на Троицкой ГРЭС были введены первые на Урале энергоблоки мощностью по 300 МВт, а в 1967 г. в работе находились все 4 блока общей мощностью 1200 МВт.

Таблица 1.1

Год	Установленная мощность электростанций Челябинэнерго, млн. кВт	Производство электроэнергии электростанциями Челябинэнерго, млрд. кВт·ч
1942	0,248	1,5
1945	0,398	2,7
1950	0,404	3,3
1955	0,936	6,7
1960	1,676	10,5
1965	2,972	17,4
1970	3,738	23,8
1975	4,295	24,6
1977	4,967	29,1
1985	–	41
2014		36,14

В конце 80-х годов сооружена первая в мире одноцепная линия переменного тока напряжением 1150 кВ Экибастуз – Урал протяженностью 1200 км. Пропускная способность линии 1150 кВ составляет 5000–6000 МВт, что эквивалентно 25 линиям напряжением 220 кВ. По линии может передаваться до 40 млрд. кВт·ч электрической энергии в год. Площадь сечения одной фазы составляет около 3000 мм². Каждая фаза выполняется из восьми расщепленных проводов. Гирлянда собирается из 40–45 изоляторов длиной 10–11 метров. Расстояние между проводами 20–24 м, длина пролета – около 400 м, высота опор около 50 м.

Челябинская область занимает пятое место в России по потреблению мощности 5,15 ГВт и электроэнергии 36,14 млрд. кВт·ч в 2014 г. после Московской, Тюменской (и прилегающих к ней автономных округов), Ленинградской и Свердловской областей.

1.4. Современное состояние электроэнергетики

Технический уровень любой страны определяется степенью ее электрификации, под которой подразумевается не только строительство электростанций, но и широкое внедрение электроэнергии в народное хозяйство и быт. Электрификации принадлежит решающая роль в осуществлении современного технического прогресса.

Россия по уровню электрификации в 1913 г. занимала 8-е место в мире и 6-е – в Европе. Годовая выработка электроэнергии мелких, в большинстве своем фабрично-заводских электростанций, общей мощностью 1,1 млн. кВт составила около 2 млрд. кВт·ч (в 2,5 раза меньше, чем в Германии, и в 15 раз меньше, чем в США).

Широкая электрификация России началась только после Великой Октябрьской социалистической революции. Ленинский план электрификации России (ГОЭЛРО) был утвержден 22 декабря 1920 г. VIII съездом Советов. Планом ГОЭЛРО предусматривалось в течение 10–15 лет сооружение крупных 20 тепловых и 10 гидравлических электростанций общей мощностью 1750 тыс. кВт и доведение годовой выработки электроэнергии до 8,8 млрд. кВт·ч. План ГОЭЛРО по основным показателям был выполнен в 1931 г., а к концу 1935 г. перевыполнен почти в 3 раза. За 15 лет было построено 147 крупных электростанций общей мощностью свыше 4,6 млн. кВт. В их числе такие первые тепловые государственные районные электростанции (ГРЭС), как Каширская (12 МВт), Шатурская (48 МВт), Волховская (56 МВт) и самая крупная в Европе Днепропетровская ГЭС (558 МВт). Темпы электрификации увеличивались с каждым годом (рис. 1.1) и с 1947 г. по уровню электрификации СССР занимала второе место в мире после США.



Рис. 1.1. Установленная мощность электростанций СССР и производство электроэнергии

Выработка электроэнергии в мире в начале XX века была ничтожно мала – в 1930 г. составляла лишь 300 млрд. кВт·ч. В результате бурного развития электроэнергетики уже к 1987 г. она выросла до 10447 млрд. кВт·ч. При сохранении таких темпов роста к 2000 г. потребление электроэнергии должно было превысить 30 трлн. кВт·ч.

Серьезные изменения, произошедшие в 1991 году и выделении Российской Федерации в отдельное государство, обусловили серьезный спад производства в промышленности и сельском хозяйстве, что отразилось и на электроэнергетике.

В 1991 г. при установленной мощности ЕЭС 214 ГВт максимум потребления мощности составил около 156 ГВт, выработка электроэнергии – 1030 млрд. кВт·ч. В последующие 10 лет последовал спад потребляемой мощности и выработки электроэнергии. И только с двухтысячного года начался их рост – рис. 1.2. В 2014 г. при установленной мощности ЕЭС 226,5 ГВт максимум потребления мощности составил 154,7 ГВт, электроэнергии 1013,9 млрд. кВт·ч.

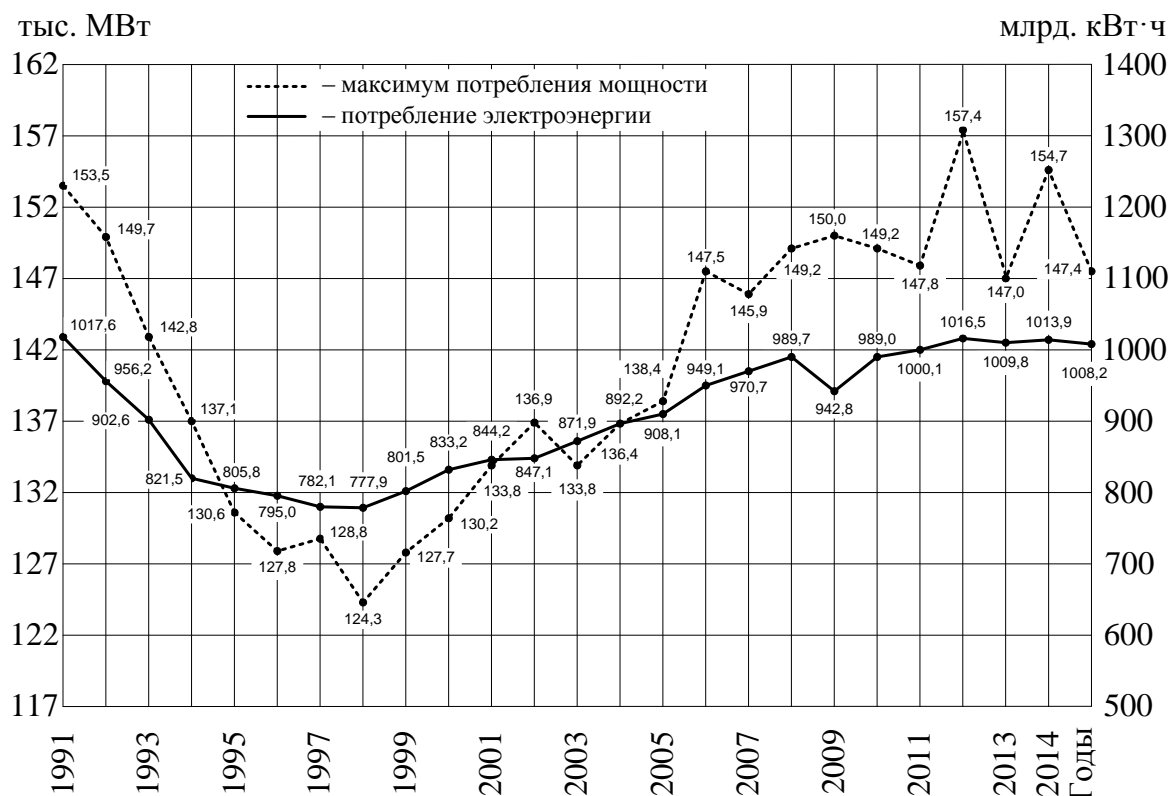


Рис. 1.2. Динамика изменения электропотребления электроэнергии и мощности по ЕЭС России

Важным показателем энерговооруженности человека является потребление всех видов энергии на душу населения. Для поддержания элементарных условий жизни человеку требуется всего 1 тыс. кВт·ч электроэнергии в год. Однако при использовании различных машин, транспорта, бытовой техники этот показатель должен быть увеличен как минимум в три раза. Так, в промышленно развитых странах годовое потребление энергии на одного человека достигает 10–20 тыс. кВт·ч, а в развивающихся странах с большим народонаселением оно не превышает 100–800 кВт·ч. В СССР в конце 80-х годов годовое потребление электроэнергии на одного человека составляло около 6 тыс. кВт·ч.

В настоящее время развитие электрификации должно сопровождаться структурными изменениями, влекущими за собой сбережение электроэнергии. Основными направлениями энергосбережения являются:

1. Повышение энергетической эффективности электротехнологий, включая техническое совершенствование электрооборудования и улучшение его использования. Например, имеется возможность снизить удельный расход электроэнергии в производстве алюминия на 5–10 % за счет повышения плотности тока, применения обожженных электродов и др.; в

производстве электростали на 20–25 % за счёт внедрения внепечной доводки металла, и т. д.

2. Снижение материалоемкости и качества конструкций различных механизмов. В настоящее время высокая материалоемкость народного хозяйства приводит к перерасходу электроэнергии около 200 млрд. кВт·ч в год.

3. Сокращение потерь электроэнергии в электрических сетях.

1.5. Основные понятия об энергосистеме и системах электроснабжения

Электроэнергетическая система (ЭЭС) – совокупность устройств, связанных с получением, преобразованием и использованием всех видов энергии. Она включает в себя: топливоперерабатывающий комплекс, электростанции, как источник получения электрической и тепловой энергии, подстанции, преобразователи энергии, тепловые сети, электрические сети, двигатели, осветительные, нагревательные приборы.

Электрическая часть энергетической системы (электрическая система) – часть энергетической системы, которая производит, преобразует и потребляет электрическую энергию.

Электростанциями называют предприятия или установки, предназначенные для производства электроэнергии. По особенностям основного технологического процесса преобразования энергии и виду используемого топлива электростанции подразделяют на тепловые станции (ТЭС), атомные электрические станции (АЭС), гидравлические электрические станции (ГЭС) и гидроаккумулирующие станции (ГАЭС). Незначительную часть энергии вырабатывают дизельные электростанции (ДЭС), а также ТЭС с газотурбинными (ГТУ) и парогазовыми установками (ПГУ).

Под **электроснабжением** согласно ГОСТ 19431-84 «Энергетика и электрификация. Термины и определения» понимается – обеспечение потребителей электрической энергией. Под **потребителями** подразумеваются предприятия, организации и т. д., электроприёмники которых присоединены к электрическим сетям и используют электрическую энергию. **Приёмниками электрической энергии** принято считать устройства, в которых происходит преобразование электрической энергии в другие виды энергии (механическую, тепловую, лучистую, химическую и т.д.).

Всё множество электроприёмников предприятий и организаций по своему функциональному назначению принято делить на четыре группы:

- электропривод;
- электротехнологические установки;
- электрическое освещение;
- устройства управления и обработки информации.

Системы электроснабжения предназначены для приёма, передачи и распределения электроэнергии. Они состоят из подстанций, электрических

сетей и местных источников электроэнергии. Систему электроснабжения современного среднего и крупного предприятия можно рассматривать как сложную систему, состоящую из *подсистем внешнего, внутриводского и внутрицехового электроснабжения*.

Чаще всего системы электроснабжения являются централизованными и значительно реже – автономными. Первые из них подключаются к электрическим сетям энергоснабжающих организаций, а вторые питаются только от внутренних источников. К автономным системам относятся, например, системы электроснабжения объектов, расположенных в труднодоступных районах, воздушных и водных судов, а также автотранспорта.

Систему электроснабжения предприятия вместе с его электроприемниками принято называть *электрохозяйством предприятия*.

1.6. Характеристики потребителей электроэнергии

Все электроприемники промышленных предприятий имеют свои характерные особенности и показатели, которые определяют условия электроснабжения потребителей. К ним относятся [17, 42, 56, 57]:

1. **Номинальная (установленная) мощность** – это основной характерный показатель электроприёмников. Для электроприводов с двигателями асинхронными или постоянного тока номинальные мощности измеряют в кВт. Для синхронных двигателей указывают полную мощность, потребляемую из сети в кВт·А, и коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\varphi$. Под номинальной мощностью электротехнологических установок подразумевают полную мощность в кВт·А питающих их трансформаторов. Для двигателей-генераторов, различного вида преобразователей рода тока принимают номинальную мощность, потребляемую из сети в кВт или кВт·А. Для электроприёмников с повторно-кратковременным режимом работы за номинальную мощность принимают мощность, приведенную к продолжительному периоду работы. Для сварочных аппаратов кроме номинальной мощности вводят номинальный ток электрической дуги в А.

2. **Род тока**. Основным током в электроустановках промышленных предприятий является переменный трехфазный или однофазный ток, которым питается большая часть электроприёмников. Электроприёмники постоянного тока, как правило, получают энергию от преобразователей переменного тока в постоянный, вследствие чего электроэнергия постоянного тока всегда дороже электроэнергии переменного тока и ее применение должно быть технически и экономически обосновано. В системах электроснабжения сами преобразователи рода тока являются потребителями переменного тока.

3. **Напряжение**. Согласно действующему ГОСТ 21128-83 для распределения электроэнергии на промышленном предприятии применяются следующие классы напряжений: однофазного переменного тока – 6, 12, 27,

40, 60, 110 и 220 В; трёхфазного переменного тока – 40, 60, 220, 380 и 660 В, 3, 6, 10, 20, 35, 110, 150, 220 и 330 кВ; постоянного тока – 6, 12, 27, 48, 50, 110, 220 и 440 В. Системы переменного трехфазного тока напряжением 220, 380, 660 В и 220 кВ и более согласно ПУЭ выполняют с глухо заземленной нейтралью, 110 кВ – с эффективно или глухо заземлённой нейтралью, а системы напряжений 6, 10, 20, 35 кВ – с изолированной, компенсированной или резистивно заземлённой нейтралью.

4. **Частота тока.** Стандартной промышленной частотой в России, в странах Европы, Азии и Африки является частота 50 Гц. В США в начале была неудачно выбрана частота 25 Гц. Эта частота малоприспособна для освещения (резче проявляется стробоскопический эффект, например, люминесцентных ламп, ртутно-дуговых и др.), для привода она может дать максимальную частоту вращения 1500 об/мин. Впоследствии в США была введена частота 60 Гц, которая принята в странах Северной и Южной Америки. Международная электротехническая комиссия (МЭК) признает стандартными обе частоты – 50 и 60 Гц. Электродвигатели, изготовленные для частоты 60 Гц, могут работать в сети с частотой 50 Гц, но напряжение питания должно быть понижено пропорционально частоте (при снижении частоты уменьшается индуктивное сопротивление двигателей, следовательно, нужно уменьшать напряжение для сохранения тока и нагрева двигателя). Электродвигатели, изготовленные для частоты 50 Гц в сети с частотой 60 Гц работать не могут – нужны преобразователи частоты. Трансформаторы и коммутационные аппараты могут работать как в сети с частотой 50 Гц, так и 60 Гц.

В промышленности применяют пониженные частоты (0,5–1,5 Гц для электромагнитного перемешивания стали в электропечах; 2–5 Гц – для контактной электросварки; 10–40 Гц – для питания прокатных станов) и повышенные частоты (до 200 Гц – для питания высокочастотного электроинструмента; до 400 Гц – для привода деревообрабатывающих станков, работающих с частотами вращения до 20000 об./мин; 500–10000 Гц – для индукционного сквозного нагрева; 2–400 кГц – в установках поверхностного нагрева металлов; 100 кГц – 100 МГц – для диэлектрического нагрева неметаллических материалов).

5. **Режимы работы.** Для электродвигателей и трансформаторов по нагреву установлена следующая классификация режимов:

а) **длительный режим**, при котором температура электроприёмника возрастает по экспоненте и устанавливается постоянной в зависимости от нагрузки через время, равное примерно трем постоянным времени нагрева электроприёмника;

б) **кратковременный режим** с неустановившейся температурой нагрева и охлаждения после рабочего цикла до температуры окружающей среды;

в) **повторно-кратковременный режим**, при котором температура повышается во время работы, но нагрев не превосходит допустимого значения, и снижается во время пауз, но охлаждение не достигает температуры окружающей среды.

Повторно-кратковременный режим характеризуется продолжительностью включения (ПВ), в процентах или долях единицы,

$$\text{ПВ}_{\%} = \frac{t_{\text{В}}}{t_{\text{В}} + t_{\text{ПАУЗ}}} \cdot 100 = \frac{t_{\text{В}}}{t_{\text{ЦИКЛ}}} \cdot 100, \quad (1.1)$$

где $t_{\text{В}}$ – время включения; $t_{\text{ПАУЗ}}$ – время отключения (паузы); $t_{\text{ЦИКЛ}}$ – время цикла.

Время цикла не должно превышать 10 мин. ГОСТ устанавливает следующие стандартные значения ПВ: 15, 25, 40 и 100 %. Номинальную мощность электроприёмника, приведенную к ПВ = 100 %, определяют по формуле

$$P_{\text{НОМ(ПВ=100\%)}} = P_{\text{НОМ.ПАСП}} \sqrt{\frac{\text{ПВ}_{\%}}{100}}, \quad (1.2)$$

где $P_{\text{НОМ.ПАСП}}$ – паспортная номинальная мощность.

6. Степень бесперебойности электроснабжения. С точки зрения обеспечения надежного и бесперебойного электроснабжения электроприёмники делят на три категории надёжности электроснабжения:

1-я категория – это электроприёмники, перерыв в электроснабжении которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей; значительный ущерб народному хозяйству; повреждение дорогостоящего оборудования; массовый брак продукции; расстройство сложного технологического процесса. Кроме того, из состава электроприёмников 1-й категории выделяется **особая группа электроприёмников 1-й категории**, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего оборудования.

2-я категория – это электроприёмники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов, промышленного транспорта.

3-я категория – это все остальные электроприёмники, не подходящие под определения 1 и 2-й категорий.

Электроприёмники 1-й категории должны питаться от двух независимых взаимно резервируемых источников электроэнергии и перерыв их электроснабжения при выходе из работы одного из источников допустим лишь на время автоматического восстановления питания. Для электроснабжения особой группы электроприёмников 1-й категории предусматривается дополнительное питание от 3-го независимого взаимно резервируемого источника питания.

Электроприёмники 2-й категории рекомендуется питать от двух независимых источников питания. Перерыв электроснабжения допускается на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала – до двух часов.

Для электроприёмников 3-й категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что время восстановления поврежденного элемента системы электроснабжения не превышает одних суток.

7. Удельный расход электрической энергии. Используется в расчётах, связанных с определением электрических нагрузок, расходов и потерь электроэнергии, для перспективного планирования. Удельный расход электроэнергии измеряется в кВт·ч на единицу выпускаемой продукции

$$W_{\text{уд}} = \frac{W}{\Pi}, \quad (1.3)$$

где W – количество потребленной электроэнергии на производство некоторого вида продукции Π .

Фактический расход электроэнергии на производство единицы продукции принято называть удельным расходом, а плановый расход – нормой расхода. Нормированию подлежит весь расход электроэнергии на основные и вспомогательные производственно-бытовые нужды (отопление, вентиляцию, освещение, водоснабжение и др.), включая потери в сети. Основная задача нормирования – обеспечить применение при планировании и производстве технически и экономически обоснованных, прогрессивных норм расхода электроэнергии для осуществления режима ее экономии, рационального распределения и наиболее эффективного использования. При анализе удельных расходов электроэнергии и их нормирования используются индивидуальные и групповые, технологические и общепроизводственные нормы расхода.

Характерным показателем является также электровооружённость труда, выраженная количеством кВт·ч (W), приходящихся в год на одного рабочего (N),

$$W_{\text{э.в}} = \frac{W}{N}. \quad (1.4)$$

8. Коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\phi$, характеризующий отношение потребления реактивной к активной мощности какого-либо электроприёмника, группой электроприёмников, цехом, предприятием.

9. Графики электрических нагрузок. Электропотребление в целом характеризуется графиками электрических нагрузок. Большинство электроприёмников являются потребителями не только активной, но и реактивной мощности. Поэтому для характеристики режимов электропотребления используются графики активной $P(t)$ и реактивной $Q(t)$ нагрузки и обобщающий их график изменения полной нагрузки $S(t)$.

Изменения электрической нагрузки электроприёмников в большинстве случаев носят случайный характер. Для оценки графиков электрической нагрузки используется система статистических показателей, основными из которых являются: среднее значение нагрузки; коэффициент включения; коэффициент максимума; коэффициент формы графика; коэффициент использования номинальной мощности и др.

10. ***Влияние электроприёмников на качество электроэнергии.*** Режимы работы электроприёмников весьма разнообразны. Имеется большое число электроприёмников с резкопеременным, импульсным, несинусоидальным и несимметричным характером нагрузки. Это приводит к тому, что эти электроприёмники оказывают влияние на качество электроэнергии в питающей системе электроснабжения. Поэтому при проектировании и эксплуатации систем электроснабжения необходимо знать, как они влияют на качество электроэнергии и предусматривать мероприятия по устранению или уменьшению этого влияния на другие потребители электроэнергии.

2. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ

2.1. Понятие об электрических нагрузках систем электроснабжения

Электрические нагрузки являются определяющим фактором как при проектировании системы электроснабжения, так и при её эксплуатации. От правильности их оценки на стадии проектирования во многом зависят технико-экономические показатели системы электроснабжения. Ошибка в сторону их завышения приводит к неоправданному увеличению капитальных вложений, а ошибка в сторону занижения – к увеличению эксплуатационных расходов. Поэтому рассматриваемый вопрос является весьма важным.

Электрические нагрузки характеризуют режим потребления электрической энергии электроприёмниками, группой электроприёмников, цехом и предприятием в целом. На формирование электрических нагрузок оказывает большое число факторов, часть из которых носит вероятностный характер. Исходную информацию для реализации этих методов, как правило, получают из графиков нагрузок [18, 56, 57, 59].

При проектировании систем электроснабжения основными являются три вида нагрузок: активная мощность P , реактивная мощность Q и ток I . Электрическую нагрузку можно наблюдать с помощью измерительных приборов или регистрировать самопишущими осциллографами – рис. 2.1, а. В условиях эксплуатации изменения нагрузок (активной и реактивной мощностей) во времени представляют, как правило, в виде ступенчатой кривой, определяемой по показаниям счётчиков активной и реактивной энергии, снятой через одинаковые интервалы времени $t_{и}$ – рис. 2.1, б.

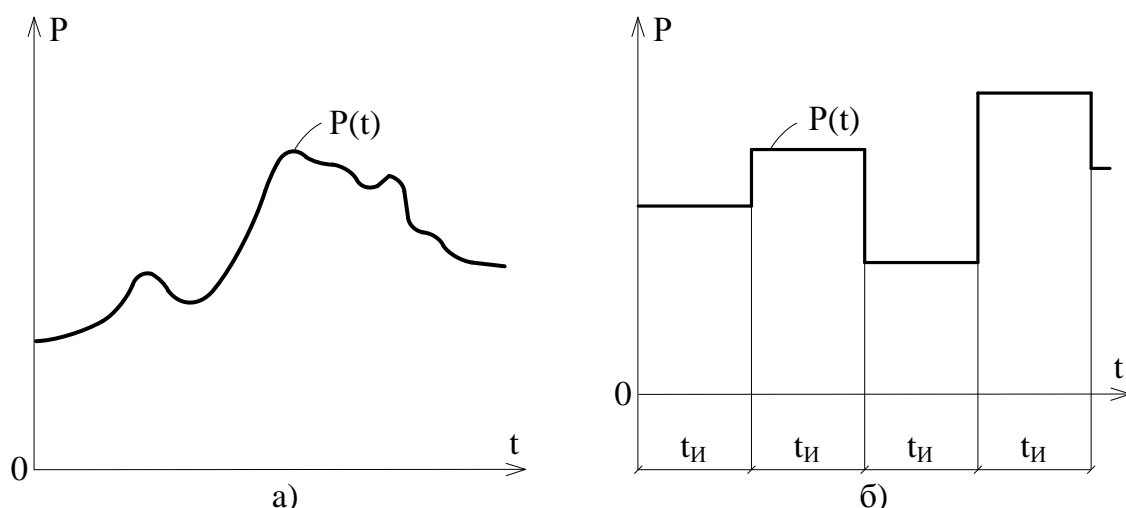


Рис. 2.1. Графики нагрузки, полученные с помощью регистрирующего прибора (а) и счётчика электрической энергии (б)

Кривые изменения активной и реактивной мощностей и тока во времени называют графиками нагрузок соответственно по активной мощности $P = f(t)$, реактивной мощности $Q = f(t)$ и току $I = f(t)$.

Графики электрических нагрузок подразделяются на индивидуальные и групповые, а по продолжительности – на сменные, суточные и годовые.

Индивидуальные графики используются при определении параметров токоведущих элементов сетей, питающих отдельные крупные электроприёмники (электрические печи, преобразовательные агрегаты главных приводов прокатных станков и т. п.). Кроме того, по ним определяются различные коэффициенты, характеризующие режим работы этих приёмников и используемые при проектных и других расчётах. Эти коэффициенты и их физическая сущность будут рассмотрены ниже.

Групповые графики нагрузок слагаются из индивидуальных графиков нагрузок электроприёмников, входящих в данную группу. Характеристики групповых графиков определяются типами индивидуальных графиков и взаимосвязями нагрузок отдельных электроприёмников, определяемыми технологическим процессом.

Сменные, суточные и годовые графики нагрузок. **Сменные** графики снимаются в наиболее загруженную смену (смену с наибольшим потреблением электроэнергии, например, за рабочую смену в зимнее время суток). По ним определяются различные интегральные коэффициенты, используемые при расчётах электрических нагрузок. **Суточные** графики за характерные сутки (летние и зимние, рабочего и выходного дня) представляют зависимости мощностей, усреднённые за 30-ти или 60-ти минутные интервалы времени (рис. 2.2, а). **Годовой** график – это изменение по месяцам года максимальной получасовой нагрузки, – он характеризует колебания расчётной мощности потребителя в течение года (рис. 2.2, б).

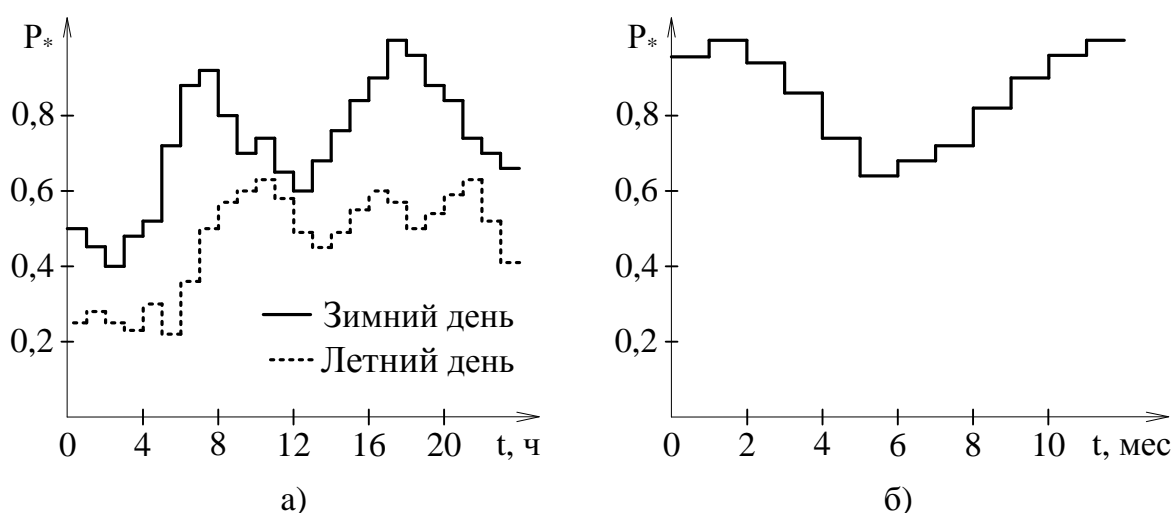


Рис. 2.2. Графики электрических нагрузок по активной мощности: суточные для зимнего (а) и летнего (б) дней; годовой (в)

Годовой график по продолжительности использования электрических нагрузок, который иногда называют годовым упорядоченным графиком нагрузок. Он представляет собой кривую изменения убывающей нагрузки в течение года (за полное число часов в году – 8760 часов – рис. 2.3) На этом графике по оси ординат откладывают ступенчато изменяющуюся нагрузку предприятия P_i , а по оси абсцисс – i -е время t_i , в течение которого используется каждая i -я нагрузка. В идеальном варианте годовой упорядоченный график составляют на основе суточных графиков за все дни года.

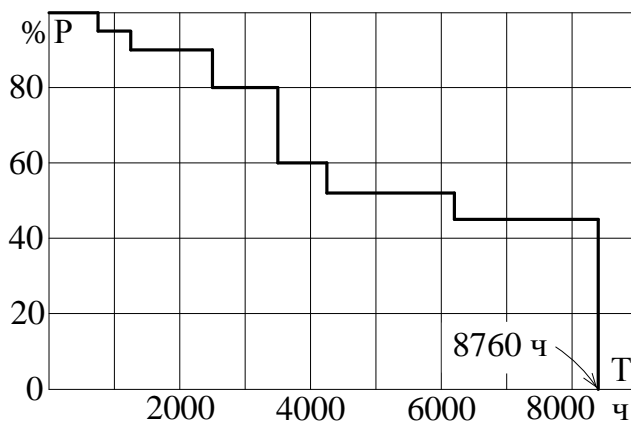


Рис. 2.3. Годовой график по продолжительности использования электрических нагрузок

Он представляет собой кривую изменения убывающей нагрузки в течение года (за полное число часов в году – 8760 часов – рис. 2.3) На этом графике по оси ординат откладывают ступенчато изменяющуюся нагрузку предприятия P_i , а по оси абсцисс – i -е время t_i , в течение которого используется каждая i -я нагрузка. В идеальном варианте годовой упорядоченный график составляют на основе суточных графиков за все дни года.

2.2. Основные характеристики потребителей электрической энергии

При проектировании и эксплуатации систем электроснабжения в зависимости от решаемой задачи приходится оперировать разными мощностями для одного и того же электроприёмника или группы электроприёмников. Рассмотрим определения этих мощностей [18, 42, 56, 59].

Номинальная мощность – мощность, обозначаемая на заводской табличке или паспорте, прилагаемом к электроприёмнику. Под номинальной мощностью электродвигателей понимают мощность, развиваемую ими на валу при номинальных расчётных условиях, а для всех остальных – мощность, потребляемую из сети.

Примечание. Условимся сейчас и в дальнейшем все величины, относящиеся к одному электроприёмнику, обозначать строчными буквами, а к группе – заглавными. Тогда номинальную активную мощность одного электроприёмника будем обозначать как $p_{ном}$, а реактивную – $q_{ном}$. Для группы электроприёмников обозначения этих же мощностей будут иметь вид – $P_{ном}$ и $Q_{ном}$, причём

$$P_{ном} = \sum_{i=1}^n p_{номi}; \quad Q_{ном} = \sum_{i=1}^n q_{номi}, \quad (2.1)$$

где n – число электроприёмников в группе.

При расчётах, связанных с выбором токоведущих элементов как для отдельных электроприёмников, работающих в повторно-кратковременном режиме, так и узлов, от которых питаются такие электроприёмники, номи-

нальные активная и реактивная мощности последних должны быть приведены к длительному режиму по формулам

$$P_{\text{НОМ}(ПВ=100\%)} = P_{\text{НОМ.ПАСП}} \cdot \sqrt{\frac{ПВ_{\text{ПАСП.}\%}}{100}}; \quad (2.2)$$

$$Q_{\text{НОМ}(ПВ=100\%)} = P_{\text{НОМ.ПАСП}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{ПАСП}} \cdot \sqrt{\frac{ПВ_{\text{ПАСП.}\%}}{100}},$$

где $P_{\text{НОМ.ПАСП}}$ – номинальная мощность приёмника, указанная в паспорте; $ПВ_{\text{ПАСП}}$ – продолжительность включения по паспорту, % или о.е.; $\text{tg}\varphi_{\text{ПАСП}}$ – паспортное значение коэффициента реактивной мощности.

Продолжительность включения, %, определяется по выражению

$$ПВ_{\text{ПАСП.}\%} = \frac{t_p}{t_p + t_{\text{ПАУЗ}}} \cdot 100 = \frac{t_p}{t_{\text{Ц}}} \cdot 100, \quad (2.3)$$

где t_p и $t_{\text{П}}$ – время, в течение которого электроприёмник находится соответственно в работе и в отключенном состоянии(пауза); $t_{\text{Ц}}$ – время цикла.

Для сварочных машин и аппаратов

$$P_{\text{НОМ}} = S_{\text{ПАСП}} \cdot \cos\varphi_{\text{ПАСП}} \cdot \sqrt{\frac{ПВ_{\text{ПАСП.}\%}}{100}}. \quad (2.4)$$

Поскольку соотношения для активной и реактивной мощности в большинстве случаев совпадают, то в дальнейшем будем говорить только об активной мощности. При различии в определении – будем говорить об обеих мощностях.

Средняя нагрузка (мощность) – постоянная во времени нагрузка, при которой в течение периода наблюдений T потребляется такое же количество электрической энергии, что и при реально изменяющемся во времени графике нагрузки. В общем случае среднее значение активной нагрузки одного электроприёмника при её непрерывном графике (рис. 2.4, а)

$$P_C = \frac{\int_0^T p(t) dt}{T} = \frac{W_A}{T}, \quad (2.5)$$

где W_A – потреблённая электроэнергия за период наблюдений T .

При дискретном графике нагрузки (рис. 2.4, б)

$$P_C = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^n p_i \cdot t_i. \quad (2.6)$$

В зависимости от решаемой задачи период наблюдений T может быть разным – от нескольких секунд до года. Средняя нагрузка является интегральной величиной и поэтому обладает большой информативностью. Она широко используется в различных расчётах. Например, средние активная $P_{\text{С.М}}$ и реактивная $Q_{\text{С.М}}$ нагрузки за **наиболее загруженную смену дли-**

тельность T_{CM} являются основными величинами в расчетах электрических нагрузок, основанных на вероятностных методах.

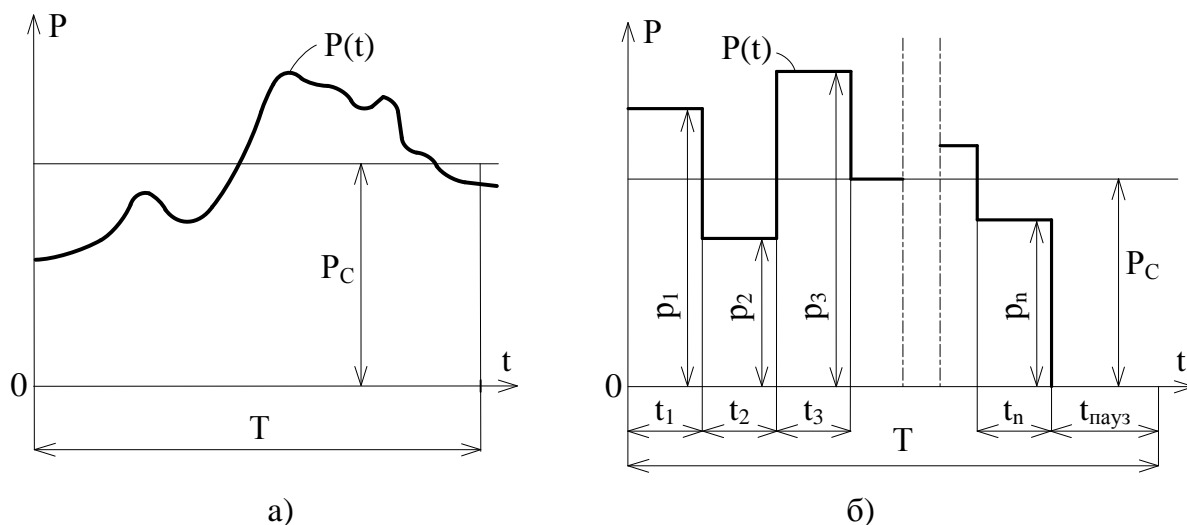


Рис. 2.4. Средние мощности

В условиях эксплуатации средние нагрузки за наиболее загруженную смену могут быть найдены по показаниям счётчиков активной $W_{A,CM}$ и реактивной $W_{P,CM}$ электроэнергии

$$P_{C,CM} = \frac{W_{A,CM}}{T_{CM}}; \quad Q_{C,CM} = \frac{W_{P,CM}}{T_{CM}}. \quad (2.7)$$

Аналогично за год (за полное число часов в году – 8760 ч) среднегодовые нагрузки определяются по годовому показанию счётчиков активной $W_{A,Г}$ и реактивной $W_{P,Г}$ электроэнергии

$$P_{C,Г} = \frac{W_{A,Г}}{8760}; \quad Q_{C,Г} = \frac{W_{P,Г}}{8760}. \quad (2.8)$$

Среднегодовая мощность $P_{C,Г}$ может быть получена из годового графика по продолжительности использования электрических нагрузок (рис. 2.5). Площадь годового графика $P(t)$ в определенном масштабе выражает количество потребленной промышленным предприятием активной электроэнергии за год $W_{A,Г}$, кВт·ч. Если сложную площадь функции $P(t)$ заменить прямоугольником, абсцисса которого приравняется полному числу часов в году (8760 ч), то ордината будет равна **среднегодовой активной нагрузке** $P_{C,Г}$.

Примечание. С использованием этого годового графика могут быть получены очень важные параметры, используемые для расчёта питающих линий, а также потерь электроэнергии в разных элементах системы электроснабжения:

1. Если сложную площадь функции $P(t)$ заменить прямоугольником, ординату которого приравнять максимальной нагрузке P_M (или расчётной

нагрузки P_p – см. ниже), то абсцисса будет равной *годовому числу часов $T_{M.A}$ (ч/год) использования максимальной активной нагрузки P_M* .

$$T_{M.A} = \frac{W_{A.G.}}{P_M}. \quad (2.9)$$

Физически это означает: если бы предприятие работало постоянно с максимальной мощностью P_M , то оно израсходовало бы годовую потреблённую энергию $W_{A.G.}$ за время $T_{M.A}$.

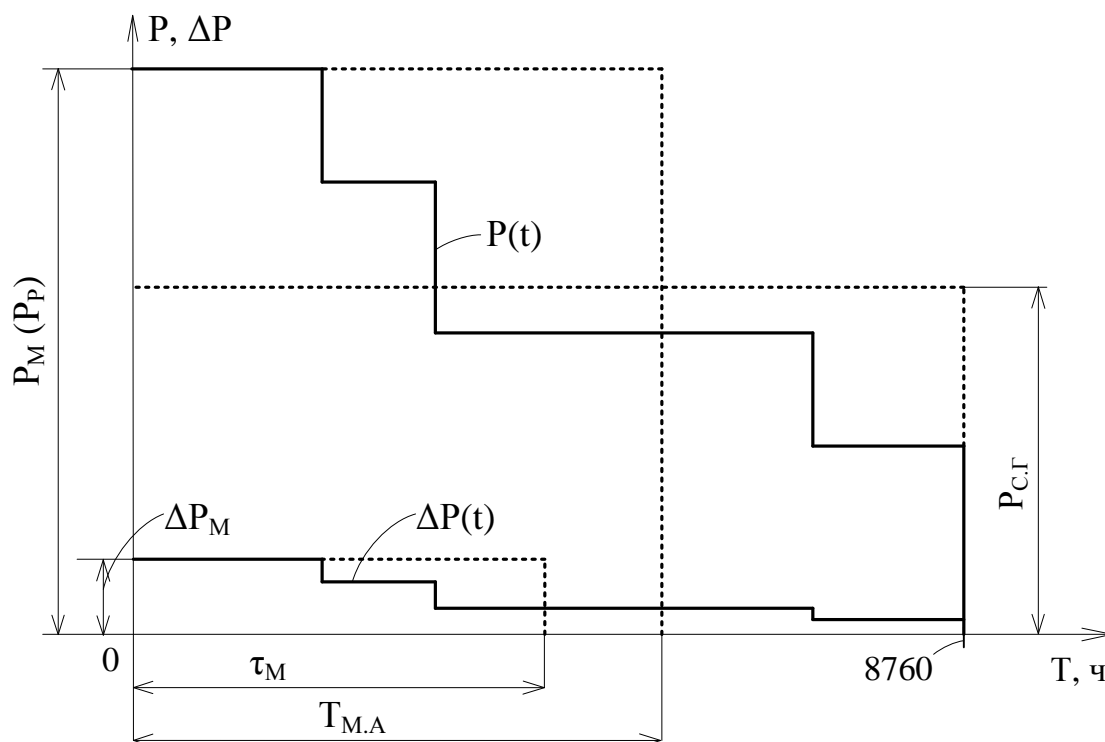


Рис. 2.5. Годовой график по продолжительности использования электрических нагрузок

Для каждого промышленного предприятия характерно свое годовое число часов использования максимальной нагрузки, как по активной $T_{M.A}$, так и реактивной $T_{M.R}$ нагрузкам. В табл. 2.1 приведены значения T_M для некоторых отраслей промышленности.

С учётом годового числа часов $T_{M.A}$ использования максимальной нагрузки определяется сначала экономическая плотность тока $j_{\text{э}}$ [39, табл. 1.3.36], а потом сечение питающих кабельных или воздушных линий (см. раздел 3.5.4.2).

2. Используя годовой график нагрузки $P(t)$, можно рассчитать и построить график потерь активной мощности $\Delta P(t)$ (рис. 2.5), возникающих в системе электроснабжения при передаче по ней мощности $P(t)$. Площадь графика $\Delta P(t)$ в определённом масштабе равна годовым потерям активной электроэнергии $\Delta W_{A.G.}$. Если сложную площадь функции $\Delta P(t)$ заменить прямоугольником, ординату которого приравнять максимальным потерям

ΔP_M , то абсцисса будет равной *годовому числу часов τ_M (ч/год) максимальных потерь ΔP_M*

$$\tau_M = \frac{\Delta W_{AG}}{\Delta P_M}. \quad (2.10)$$

Таблица 2.1
Годовое число часов T_M использования максимальной нагрузки P_M
для различных предприятий [46, табл. 2.3]

Предприятие	Годовое число часов использования максимума нагрузки по	
	активной мощности $T_{M.A}$	реактивной мощности $T_{M.P}$
Химические заводы	7000	6200
Заводы тяжелого машиностроения	4840	3770
Заводы станкостроения	4750	4345
Инструментальные заводы	4960	4140
Заводы шарикоподшипников	6130	5300
Заводы подъемно-транспортного оборудования	3880	3330
Автотракторные заводы	5240	4960
Сельскохозяйственное машиностроение	4220	5330
Приборостроение	3180	3080
Авторемонтные заводы	3200	4370
Вагоноремонтные заводы	3660	3560
Электротехнические заводы	6460	4280
Металлообрабатывающие заводы	5380	4355

Годовое число часов τ_M используется при расчётах потерь электроэнергии в элементах системы электроснабжения (см. раздел 3.5.4.3).

В практических расчетах, зная годовое число часов T_M использования максимума нагрузки, годовое число часов τ_M максимальных потерь можно найти по выражению [25, 46]

$$\tau_M = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot 8760. \quad (2.11)$$

Среднеквадратичная нагрузка. Среднеквадратичная активная нагрузка за любой рассматриваемый интервал времени T определяются

$$P_{с.к} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T P^2(t) dt}. \quad (2.12)$$

Для дискретного графика электрических нагрузок (рис. 2.4, а) это выражение принимает следующий вид

$$P_{C.K.} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i}. \quad (2.13)$$

Среднеквадратичные мощности наилучшим образом характеризуют физику нагрева проводников, т. к. количество тепла, выделяемого при протекании тока по проводнику, пропорционально квадрату тока ($\Theta \equiv I^2R$). Поэтому среднеквадратичные мощности используются при расчёте электрических нагрузок.

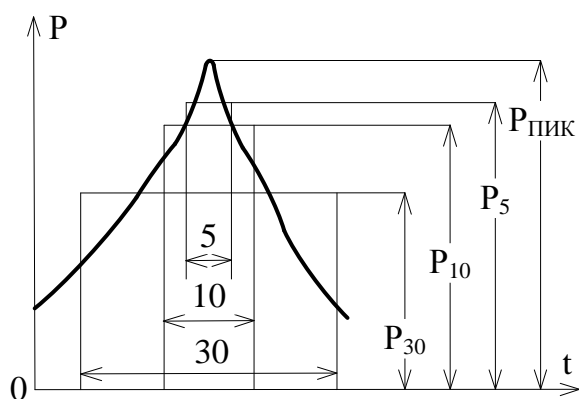


Рис. 2.6. Максимальные нагрузки различной длительности осреднения

Максимальные нагрузки. Максимальные значения активной P_M и реактивной Q_M нагрузок представляют собой наибольшие из соответствующих средних величин за некоторый промежуток времени T. В зависимости от продолжительности различают два вида максимальных нагрузок (рис. 2.6):

а) **максимальные** кратковременные нагрузки длительностью $T = 1-2$ с, которые принято называть пиковыми и обозначать $P_{пик}$, $Q_{пик}$. Они используются при расчётах колебаний напряжения, вы-

боре плавких вставок предохранителей, токовых уставок релейной защиты по условиям пуска электродвигателей аппаратов;

б) **максимальные длительные нагрузки** за различные интервалы времени 5, 10, 30 мин. Они используются при выборе элементов систем электроснабжения по нагреву, расчетах максимальных потерь мощности и уровней напряжения на зажимах электроприёмников.

Расчетная нагрузка. Под расчетной нагрузкой P_P понимается такая постоянная во времени нагрузка элемента системы электроснабжения, которая эквивалентна реальной нагрузке $P = f(t)$, создающей максимальной перегрев элемента над температурой окружающей среды.

Нагрев проводника, описываемый законом Джоуля-Ленца и зависящий от потерь мощности в нём, определяется среднеквадратичным током $I_{C.K.}$. Расчетный ток I_P должен превышать среднеквадратичный $I_{C.K.}$, но быть меньше максимального (пикового) I_M тока для данного графика нагрузок

$$I_M \geq I_P \geq I_{C.K.} \geq I_C. \quad (2.14)$$

Аналогично для графика нагрузок по активной мощности (рис. 2.7, а)

$$P_M \geq P_P \geq P_{C.K.} \geq P_C. \quad (2.15)$$

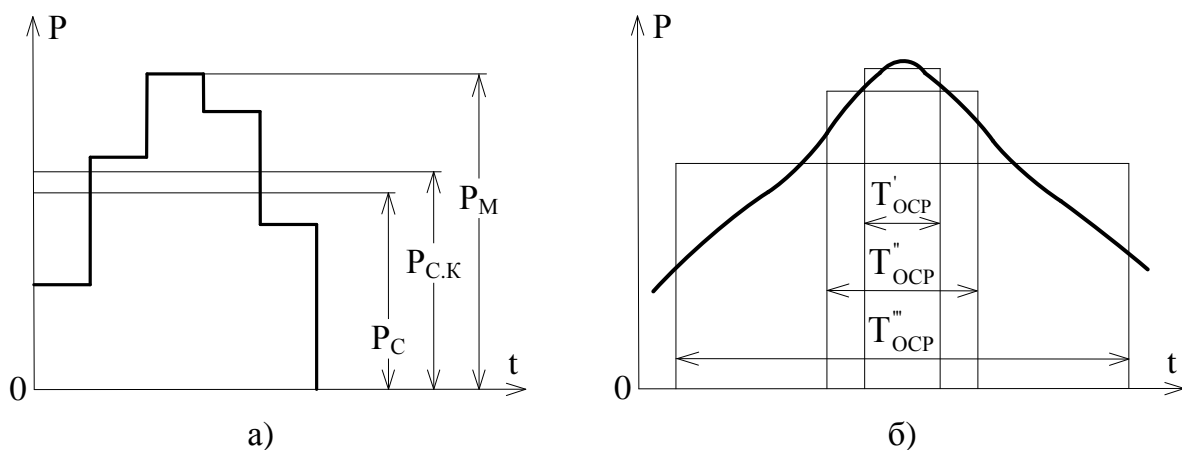


Рис. 2.7. Условия расчёта электрических нагрузок

Существует оптимальная длительность интервала осреднения T_{OCP} , при которой среднеквадратичная нагрузка при прочих равных условиях будет удовлетворительно характеризовать изменение нагрева проводника. Оптимальный интервал осреднения T''_{OCP} должен быть равен трем постоянным времени нагрева проводника

$$T_{OCP} = 3 \cdot T_0, \quad (2.16)$$

где T_0 – постоянная времени нагрева проводника.

За это время нагрев проводника достигает 95 % установившегося значения.

На рис. 2.7, б приведено изменение нагрузки за различные интервалы осреднения. Интервал T'_{OCP} слишком мал и проводник за это время не успевает нагреться до установившегося значения, а интервал T'''_{OCP} слишком большой и проводник успеет нагреться, а к концу интервала даже остыть. Для практических расчетов за основу берется постоянная времени нагрева $T_0 = 10$ мин для наиболее часто применяемых проводников средних сечений – 70–95 мм². Таким образом, в качестве интервала осреднения T_{OCP} принят 30-минутный (получасовой) максимум нагрузки.

В течение сменного (суточного) графика нагрузки может быть несколько периодов повышения нагрузки (рис. 2.8). Поэтому для определения расчетной мощности (нагрузки) необходимо найти среднеквадратичные мощности (токи) за эти периоды и выбрать наибольшую из них. Однако нахождение среднеквадратичной нагрузки представляет сложную задачу. Поэтому Н.В. Копытовым ещё в 30-х годах было предложено при определении расчётной нагрузки среднеквадратичную нагрузку заменять средней за тот же период осреднения [59].

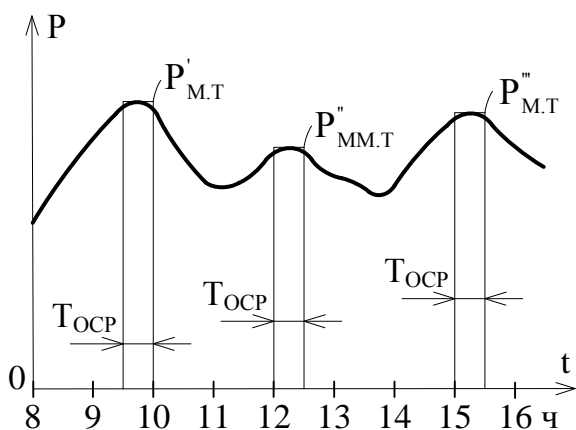


Рис. 2.8. Различные средние нагрузки $P_{М.Т}$ за время $T_{ОСР} = 30$ мин

Это значительно проще, хотя при этом вносится небольшая погрешность. Таким образом, на графике за максимально загруженную смену выбирается наибольшая из средних нагрузок (за принятый интервал осреднения $T_{ОСР} = 3 \cdot T_0$) и она принимается в качестве расчетной нагрузки P_p . По этой нагрузке производится выбор сечения кабелей, мощности трансформаторов и т. д.

2.3. Коэффициенты, характеризующие графики электрических нагрузок

При расчетах электрических нагрузок используют различные коэффициенты, характеризующие графики нагрузок и режимы работы электроприёмников. Рассмотрим их и дадим краткую характеристику [18, 56, 59].

Коэффициент использования по активной мощности. Под коэффициентом использования по активной мощности понимается отношение средней мощности за рассматриваемый интервал времени T к номинальной мощности. Для одного электроприёмника

$$k_{и.А} = \frac{P_C}{P_{НОМ}} = \frac{W_A}{P_{НОМ} \cdot T}. \quad (2.17)$$

Для группы электроприёмников

$$K_{и.А} = \frac{P_C}{P_{НОМ}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{и.Аi} \cdot P_{НОМi}}{\sum_{i=1}^n P_{НОМi}}. \quad (2.18)$$

Коэффициент использования применяется для характеристики режима работы электроприёмника в наиболее загруженную смену, но может быть отнесён и к другому интервалу времени.

Для графика электрических нагрузок по активной мощности (рис. 2.4, б) коэффициент использования за какой-то период времени T можно определить

$$K_{и.А} = \frac{p_1 t_1 + p_2 t_2 + \dots + p_n t_n}{P_{НОМ} (t_1 + t_2 + \dots + t_n + t_{ПАУЗ})} = \frac{W_A}{W_{А.ВОЗМ}}, \quad (2.19)$$

где W_A – активная электроэнергия, потреблённая за какое-то время; $W_{A.ВОЗМ}$ – электроэнергия, которая могла бы быть потреблена приёмником при его номинальной нагрузке в течение того же времени.

Коэффициентом формы графика нагрузки называется отношением среднеквадратичной мощности электроприёмника или группы электроприёмников за определённый период времени к её среднему значению за тот же период времени

$$K_{Ф.А} = \frac{P_{С.К.}}{P_C} \quad (2.20)$$

Коэффициент формы характеризует неравномерность графика нагрузки в течение периода наблюдения. Своё наименьшее значение, равное единице, он принимает при нагрузке, неизменной во времени. Для большинства предприятий с достаточно ритмичным процессом $K_{Ф.А} = 1,05–1,15$.

Коэффициент одновременности максимумов нагрузок. Он характеризует степень совпадения во времени максимумов активных нагрузок отдельных групп электроприёмников, подключенных к какому-либо узлу. Коэффициент одновременности максимумов нагрузок представляет собой отношение расчётной мощности узла в целом к сумме расчётных мощностей отдельных групп электроприёмников, подключённых к данному узлу (рис. 2.9)

$$K_{О.М} = \frac{P_P}{\sum_{i=1}^m P_{Pi}} \quad (2.21)$$

где P_P – расчётная мощность узла, состоящего из m групп электроприёмников, расчётная мощность каждой из которых равна P_{Pi} .

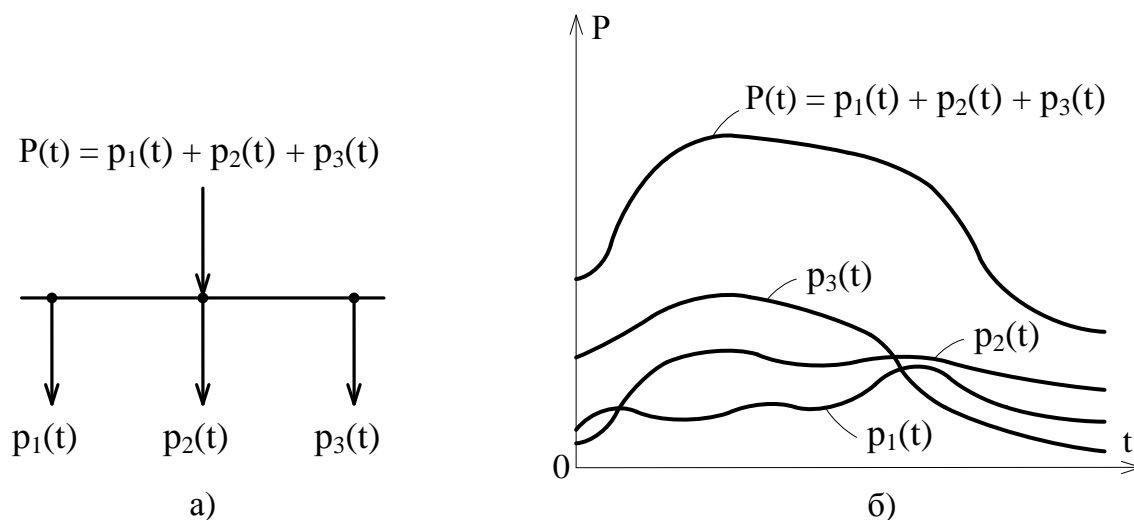


Рис. 2.9. График нагрузок $P(t)$ узла, состоящего из трёх групп электроприёмников

Этот коэффициент показывает, что в общем случае максимумы нагрузок отдельных групп электроприёмников происходят в разное время и расчётная нагрузка узла всегда будет меньше суммы расчётных нагрузок групп электроприёмников, питающихся от этого узла. Величина этого коэффициента находится в пределах 0,7–1,0.

Коэффициентом расчётной нагрузки по активной мощности называется отношение расчётной активной мощности рассматриваемого узла СЭС в целом к сумме средних активных мощностей отдельных групп электроприёмников, входящих в этот узел

$$K_{P.A} = \frac{P_P}{P_C} = \frac{P_P}{\sum_{i=1}^m P_{НОМi} \cdot k_{и.Аi}}. \quad (2.22)$$

В общем случае для электроприёмников, имеющих разные номинальные мощности и разные коэффициенты использования, довольно сложно определить расчётную нагрузку. Для преодоления этого затруднения Н.В. Копытов предложил заменить группу разнородных электроприёмников эквивалентной группой $n_{Э}$ одинаковых по мощности электроприёмников. **Эффективное число электроприёмников $n_{Э}$ есть такое число однородных по режиму работы электроприёмников одинаковой мощности, которые обуславливают ту же расчётную нагрузку, что и группа различных по номинальной мощности и режиму работы электроприёмников**, которое определяется формулой

$$n_{Э} = \frac{\left[\sum_{i=1}^n P_{НОМ.i} \right]^2}{\sum_{i=1}^n P_{НОМ.i}^2}. \quad (2.23)$$

Численные значения коэффициентов расчётной нагрузки по активной мощности определяются в функции средневзвешенного значения коэффициента использования активной мощности электроприёмников узла в целом $K_{и.А}$, эффективного числа электроприёмников $n_{Э}$ и постоянной времени нагрева T_0 , т. е. $K_{P.A} = f(K_{и.А}, n_{Э}, T_0)$.

Коэффициент расчётной нагрузки по реактивной мощности определяется соотношением

$$K_{P.P} = \frac{Q_P}{Q_C} \approx 1 + \frac{1}{6\sqrt{n_{Э}}}. \quad (2.24)$$

2.4. Методы расчета электрических нагрузок

В зависимости от вида решаемой задачи и степени информационной обеспеченности для оценки ожидаемых электрических нагрузок используются различные инженерные методы расчета, которые можно разделить на следующие группы [56, 59]:

1. Методы, основанные на применении технологических данных (удельных норм расхода электроэнергии на единицу продукции и удельной расчетной нагрузки).

2. Методы, основанные на применении коэффициентов формы графика нагрузки $K_{ф.А}$, коэффициента использования $K_{и.А}$ и других коэффициентов.

3. Методы, основанные на применении теории вероятности и математической статистики (метод упорядоченных диаграмм, статический метод и метод вероятностного моделирования графиков нагрузки).

Рассмотрим основные методы, используемые в практике проектирования СЭС ПП.

2.4.1. Методы, основанные на применении технологических данных

Одним из таких методов является метод, основанный на применении удельных норм расхода электроэнергии на единицу продукции, согласно которому расчётная нагрузка определяется по следующему выражению

$$P_p = \frac{m \cdot W_{уд}}{T}, \quad (2.25)$$

где m – количество продукции, выпускаемое за смену; $W_{уд}$ – удельный расход электроэнергии на производство единицы продукции; T – продолжительность смены.

Метод дает хорошие результаты при стабильном ритме производства и оценке нагрузки по предприятию в целом или по подразделениям, имеющим законченный цикл производства. Данный метод целесообразно использовать как поверочный, т. к. удельные расходы электроэнергии являются достаточно устойчивыми характеристиками.

Кроме рассмотренного метода в практике проектирования иногда используется метод удельной расчётной нагрузки на единицу производственной поверхности пола цеха, согласно которому расчётная нагрузка определяется по выражению

$$P_p = p_{р.уд} \cdot F, \quad (2.26)$$

где $p_{р.уд}$ – удельная расчётная нагрузка, кВт/м²; F – площадь производственной поверхности пола цеха, м².

Данный метод предложен профессором Ю.Л. Мукосеевым. Он может быть применён при оценке нагрузки в цехах предприятий с мелкостаночным оборудованием, относительно равномерно распределённым по произ-

водственной площади цеха. Этот метод не нашёл широкого применения для оценки расчётных нагрузок от силовых электроприёмников промышленных предприятий. Гораздо чаще он используется при расчете нагрузок от осветительных электроприёмников, которые определяются по формуле

$$P_{p.осв} = p_{уд.о} \cdot F_{ц} \cdot K_{с.о}, \quad (2.27)$$

где $p_{уд.о}$ – удельная установленная мощность осветительных электроприёмников, приходящаяся на единицу освещаемой поверхности $F_{ц}$, кВт/м²; $K_{с.о}$ – коэффициент спроса осветительной нагрузки, значения которого приводятся в справочной литературе в зависимости от назначения освещения (общее, аварийное) и характера помещения.

2.4.2. Усовершенствованный метод упорядоченных диаграмм

Данный метод разработан в 1934–1963 гг. профессором кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий и городов» Новочеркасского политехнического института Георгием Михайловичем Каяловым и положен в основу руководящих указаний по расчёту электрических нагрузок проектного института «Тяжпромэлектропроект» [59], где впоследствии был усовершенствован.

В системе электроснабжения промышленного предприятия существует несколько характерных точек, в которых необходимо определять расчётные электрические нагрузки. Расчет нагрузок ведется последовательно, от низших к высшим ступеням системы электроснабжения. На рис. 2.10 представлен фрагмент системы электроснабжения промышленного предприятия с указанием характерных уровней, для которых производится расчёт электрических нагрузок.

Первый уровень – отдельные электроприёмники напряжением 380 В. Определение расчетной нагрузки необходимо для выбора сечения проводов или кабеля, питающего данный электроприёмник, и аппарата их присоединения к низковольтному распределительному пункту (РПН) или питающей линии.

Второй уровень – группа электроприёмников напряжением 380 В. Нахождение расчетной нагрузки необходимо для выбора сечения радиальной линии или распределительного или магистрального шинпровода, питающих данную группу приёмников, и аппарата их присоединения к низковольтному распределительному пункту напряжением 380 В.

Третий уровень – электроприёмники, подключенные к секциям сборных шин напряжением 380 В цеховой трансформаторной подстанции (ТП). Нахождение данной нагрузки необходимо:

– для выбора числа и мощности цеховых трансформаторов и сечения линий 6–10 кВ, питающих цеховые ТП (с учетом потерь мощности в трансформаторах ТП);

- сечения и материала сборных шин 380 В цеховой ТП;
- магистральных или распределительных шинопроводов и отключающих аппаратов.

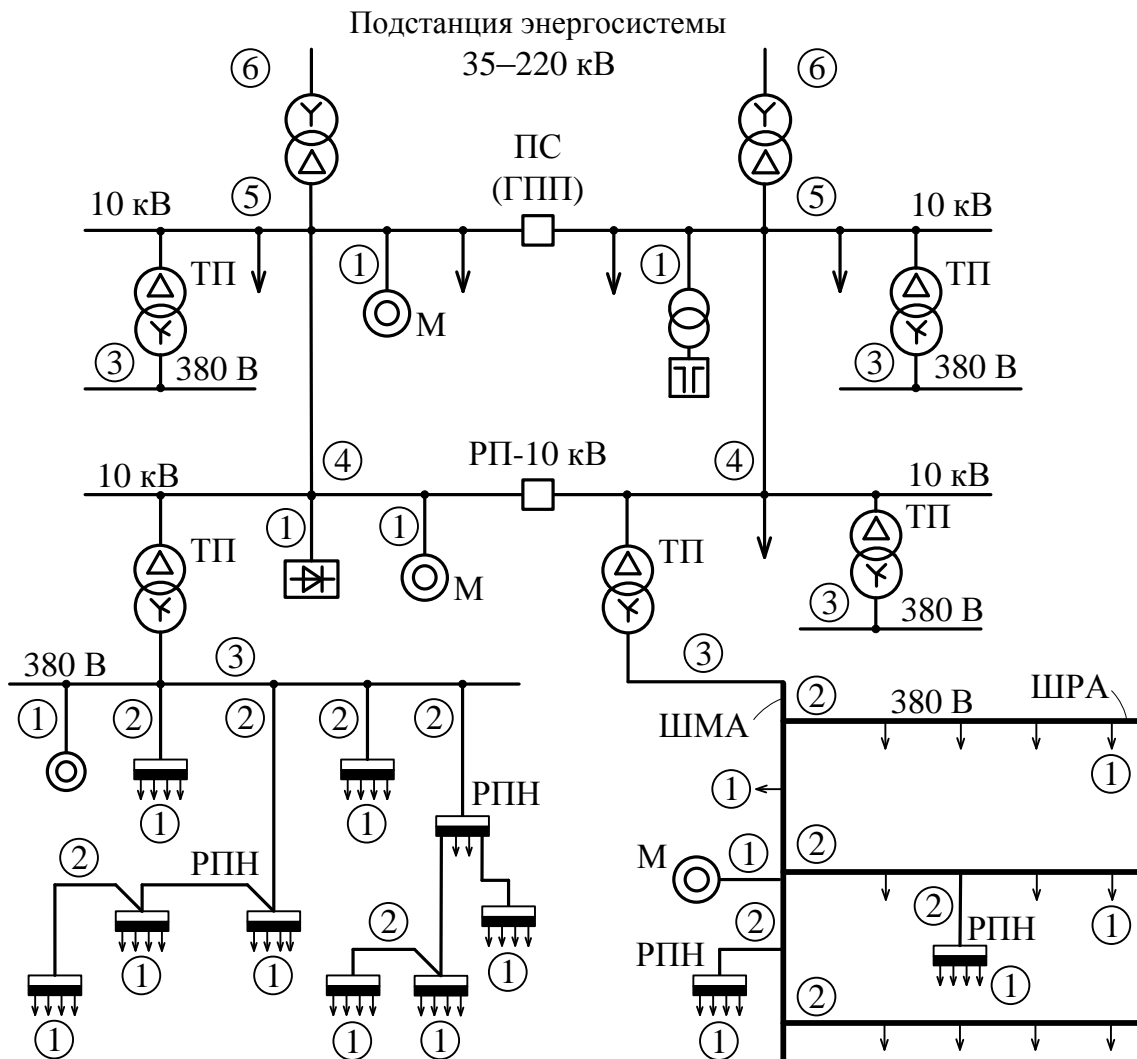


Рис. 2.10. Фрагмент системы электроснабжения промышленного предприятия

Четвертый уровень – электроприемники, подключенные к распределительному пункту (РП) напряжением 6–10 кВ. Определение данной нагрузки необходимо:

- для выбора сечения и материала шин РП и сечения линий, питающих каждую из секций сборных шин РП;
- выключателей, установленных в начале питающей РП линии.

Пятый уровень – секции сборных шин напряжением 6–10 кВ главной понизительной подстанции (ГПП). Определение данной нагрузки необходимо для выбора числа и мощности трансформаторов, устанавливаемых на

ГПП, выбора сечения и материала шин и вводных и секционных выключателей, устанавливаемых на стороне низшего напряжения ГПП.

Шестой уровень – сторона высшего напряжения 35–110–220 кВ ГПП. Определение данной нагрузки необходимо для выбора сечения линий, питающих трансформаторы ГПП, и аппаратов присоединения трансформаторов и питающих их линий к источникам питания.

Расчет электрических нагрузок на указанных уровнях СЭС производится по следующим формулам:

На первом уровне – отдельные электроприёмники

$$\begin{aligned} P_P^I &= k_{и.а} \cdot P_{НОМ}; \\ Q_P^I &= k_{и.а} \cdot P_{НОМ} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{НОМ}. \end{aligned} \quad (2.28)$$

На втором уровне – группы электроприёмников напряжением 380 В

$$\begin{aligned} P_P^{II} &= K_{P.A} \cdot \sum_{i=1}^n k_{и.аi} \cdot P_{НОМi}; \\ Q_P^{II} &= K_{P.P} \cdot \sum_{i=1}^n k_{и.аi} \cdot P_{НОМi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i. \end{aligned} \quad (2.29)$$

Коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности $K_{P.A} = f(K_{и.а}, n_{\varnothing})$ следует определять по табл. 2.2, а коэффициент расчётной мощности по реактивной мощности $K_{P.P}$ – по формуле

$$K_{P.P} = 1 + \frac{1}{6\sqrt{n_{\varnothing}}}. \quad (2.30)$$

На третьем уровне – сборные шины 380 В цеховых ТП

$$\begin{aligned} P_P^{III} &= K_{P.A} \cdot \sum_{i=1}^n k_{и.аi} \cdot P_{НОМi}; \\ Q_P^{III} &= K_{P.A} \cdot \sum_{i=1}^n k_{и.аi} \cdot P_{НОМi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i. \end{aligned} \quad (2.31)$$

На третьем уровне и выше коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности принимается равным коэффициенту расчетной нагрузки по активной мощности $K_{P.P} = K_{P.A}$. Значения коэффициентов расчетной нагрузки $K_{P.A}$, входящих в эти выражения, находятся по табл. 2.3. Следует отметить, что при $\sum k_{и.аi} \cdot P_{НОМi} \leq 100$ кВт значения коэффициентов расчётной нагрузки целесообразно определять так же, как и для второго уровня. Это объясняется тем, что сечения проводников, питающих такие узлы, будут иметь значения, не превышающие 50–70 мм², а, следовательно, и будут иметь меньшие постоянные времени их нагрева.

Таблица 2.2

Значения коэффициентов расчетной нагрузки $K_{P.A}$
для питающих сетей напряжением до 1000 В

$n_{Э}$	Коэффициент использования $K_{И.А}$								
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
1	8,00	5,33	4,00	2,67	2,00	1,60	1,33	1,14	1,00
2	6,22	4,33	3,39	2,45	1,98	1,60	1,33	1,14	1,00
3	4,05	2,89	2,31	1,74	1,45	1,34	1,22	1,14	1,00
4	3,24	2,35	1,91	1,47	1,25	1,21	1,12	1,06	1,00
5	2,84	2,09	1,72	1,35	1,16	1,16	1,08	1,03	1,00
6	2,64	1,96	1,62	1,28	1,14	1,13	1,06	1,01	1,00
7	2,49	1,86	1,54	1,23	1,12	1,10	1,04	1,00	1,00
8	2,37	1,78	1,48	1,19	1,10	1,08	1,02	1,00	1,00
9	2,27	1,71	1,43	1,16	1,09	1,07	1,01	1,00	1,00
10	2,18	1,65	1,39	1,13	1,07	1,05	1,00	1,00	1,00
11	2,11	1,61	1,35	1,10	1,06	1,04	1,00	1,00	1,00
12	2,04	1,56	1,32	1,08	1,05	1,03	1,00	1,00	1,00
13	1,99	1,52	1,29	1,06	1,04	1,01	1,00	1,00	1,00
14	1,94	1,49	1,27	1,05	1,02	1,00	1,00	1,00	1,00
15	1,89	1,46	1,25	1,03	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
16	1,85	1,43	1,23	1,02	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
17	1,81	1,41	1,21	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
18	1,78	1,39	1,19	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
19	1,75	1,36	1,17	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
20	1,72	1,35	1,16	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
21	1,69	1,33	1,15	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
22	1,67	1,31	1,13	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
23	1,64	1,30	1,12	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
24	1,62	1,28	1,11	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
25	1,60	1,27	1,10	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
30	1,51	1,21	1,05	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
35	1,44	1,16	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
40	1,40	1,13	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
45	1,35	1,10	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
50	1,30	1,07	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
60	1,25	1,03	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
70	1,20	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
80	1,16	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
90	1,13	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
100	1,10	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Таблица 2.3

Значения коэффициентов расчетной нагрузки $K_{P.A}$
на шинах низкого напряжения цеховых трансформаторов
и для магистральных шинопроводов напряжением до 1 кВ

n_{Σ}	Коэффициент использования $K_{И.А}$							
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7 и более
1	6,00	5,33	4,00	2,67	2,00	1,60	1,33	1,14
2	5,01	3,44	2,69	1,90	1,52	1,24	1,11	1,00
3	2,94	2,17	1,80	1,42	1,23	1,14	1,08	1,00
4	2,28	1,73	1,46	1,19	1,06	1,04	1,00	0,97
5	1,31	1,12	1,02	1,00	0,98	0,96	0,94	0,93
6–8	1,20	1,00	0,96	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91
9–10	1,10	0,97	0,91	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
11–25	0,80	0,80	0,80	0,85	0,85	0,85	0,90	0,90
25–50	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,80	0,85	0,85
Более 50	0,65	0,65	0,65	0,70	0,70	0,75	0,80	0,80

На четвёртом уровне – сборные шины 6–10 кВ РП

$$P_P^{IV} = K_{O.M} \left[\sum_1^m P_{Pi}^{III} + \sum_1^N k_{И.Аi} \cdot P_{НОМi} + \sum_1^L \Delta P_{T.TPi} \right]; \quad (2.32)$$

$$Q_P^{IV} = K_{O.M} \left[\sum_1^m Q_{Pi}^{III} + \sum_1^N k_{И.Аi} \cdot P_{НОМi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i + \sum_1^L \Delta Q_{T.TPi} \right],$$

где $K_{O.M}$ – коэффициент одновременности максимумов нагрузки, определяемый по табл. 2.4; m – число узлов (ТП) третьего уровня, питающихся от РП (узла четвёртого уровня); N – число высоковольтных электроприёмников, подключенных к РП; L , $\Delta P_{T.TPi}$ и $\Delta Q_{T.TPi}$ – число трансформаторов цеховых ТП и потери активной и реактивной мощности в них.

Таблица 2.4

Значения коэффициента одновременности максимумов нагрузки $K_{O.M}$

Средневзвешенный коэффициент использования	Число присоединений 6, 10 кВ и ТП, питаемых непосредственно от сборных шин РП или ГПП			
	2–4	5–8	9–25	> 25
$K_{И.А} < 0,3$	0,9	0,8	0,75	0,7
$0,3 \leq K_{И.А} < 0,5$	0,95	0,9	0,85	0,8
$0,5 \leq K_{И.А} \leq 0,8$	1,0	0,95	0,9	0,85
$K_{И.А} > 0,8$	1,0	1,0	0,95	0,9

На пятом уровне – сборные шины 6–10 кВ ГПП

$$P_P^V = K_{O.M} \left[\sum_1^{M1} P_{Pi}^{III} + \sum_1^{N1} k_{и.Аi} \cdot p_{НОМi} + \sum_1^M P_{Pi}^{IV} + \sum_1^{L1} \Delta P_{Т.ТПи} \right];$$

$$Q_P^V = K_{O.M} \left[\sum_1^{M1} Q_{Pi}^{III} + \sum_1^{N1} k_{и.Аi} \cdot p_{НОМi} \cdot \text{tg}\varphi_i + \sum_1^M Q_{Pi}^{IV} + \sum_1^L \Delta Q_{Т.ТПи} \right],$$
(2.33)

где M1 – число узлов (ТП) СЭС третьего уровня, питающихся непосредственно от сборных шин 6–10 кВ ГПП; N1 – число высоковольтных электроприёмников, питающихся непосредственно от сборных шин 6–10 кВ ГПП; M – число узлов СЭС четвёртого уровня (РП), которые питаются от сборных шин 6–10 кВ ГПП; L1 – число трансформаторов цеховых ТП, питающихся непосредственно от сборных шин 6–10 кВ ГПП.

На шестом уровне – на стороне высшего напряжения ГПП

$$P_P^{VI} = P_P^V + \Delta P_{Т.ГПП};$$

$$Q_P^{VI} = Q_\Delta = P_P^{VI} \cdot \text{tg}\varphi_\Delta = (P^V + \Delta P_{Т.ГПП}) \cdot \text{tg}\varphi_\Delta,$$
(2.34)

где $\text{tg}\varphi_\Delta$ – нормированная величина коэффициента реактивной мощности, которая задаётся энергосистемой в зависимости от значения напряжения внешнего электроснабжения – табл. 2.5 [40].

Таблица 2.5

Напряжение сети, кВ	110–220	35	6–10	0,38
$\text{tg}\varphi_\Delta$	0,5	0,4	0,4	0,35

Расчетная нагрузка осветительных электроприёмников определяется по удельной осветительной нагрузке на единицу производственной поверхности пола с учетом коэффициента спроса

$$P_{P.O} = K_{C.O} \cdot P_{уд} \cdot F_{ц};$$

$$Q_{P.O} = K_{C.O} \cdot P_{уд} \cdot F_{ц} \cdot \text{tg}\varphi_0.$$
(2.35)

где $K_{C.O}$ – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки; $P_{уд.0}$ – удельная осветительная нагрузка на 1 м² производственной поверхности пола цеха; $F_{ц}$ – поверхность пола цеха, м²; $\text{tg}\varphi_0$ – коэффициент реактивной мощности с учетом индивидуальной или групповой компенсации реактивной мощности источников света.

Информация об удельной осветительной нагрузке $P_{уд.0}$ дана в [50, табл.4.16], а о коэффициенте спроса $K_{C.O}$ – в [46, с. 36]. Информация о $\text{tg}\varphi_0$ представлена в специальной литературе по освещению, при отсутствии информации допускается принимать $\text{tg}\varphi_0 = 0,3$.

Расчетная нагрузка высоковольтных электроприемников, подключенных к 4-му или 5-му уровням СЭС, принимается равной средней

$$P_P = P_C = \sum K_{и.Аi} \cdot p_{НОМi};$$

$$Q_P = Q_C = \sum K_{и.Аi} \cdot p_{НОМi} \cdot \text{tg}\varphi_i.$$
(2.36)

2.4.3. Расчет пиковых токов

Пиковые токи возникают в результате включения, пуска и самозапуска крупных электроприёмников, а также в результате быстрого увеличения нагрузок, обусловленных технологией производства, например, работой клетей прокатных станов, дуговых сталеплавильных печей, сварочных машин и т. д.

Все электроприёмники узла нагрузки в общем случае можно разделить на две группы:

- с постоянным режимом работы, которые потребляют расчётный ток I_p ;
- с переменным режимом работы, например, электродвигатели при пуске или самозапуске потребляют пусковой ток $I_{пуск}$.

Все электроприёмники с постоянным и переменным режимом работы в установившемся режиме потребляют расчётный ток I_p . А при работе электроприёмников с постоянным режимом работы и пуске электродвигателей возникает пиковый ток, который равен

$$I_{пик} = I_p + I_{пуск} \quad (2.37)$$

Следовательно, для определения сечения провода или кабеля линии Л1 (рис. 2.11) необходимо знать расчётный ток I_p всех электроприёмников в установившемся режиме работы. А для расчёта параметров релейной защиты нужно знать пиковый ток электроприёмников $I_{пик}$, который состоит из суммы расчётного тока I_p электроприёмников с постоянным режимом работы и пускового тока $I_{пуск}$ электродвигателей.

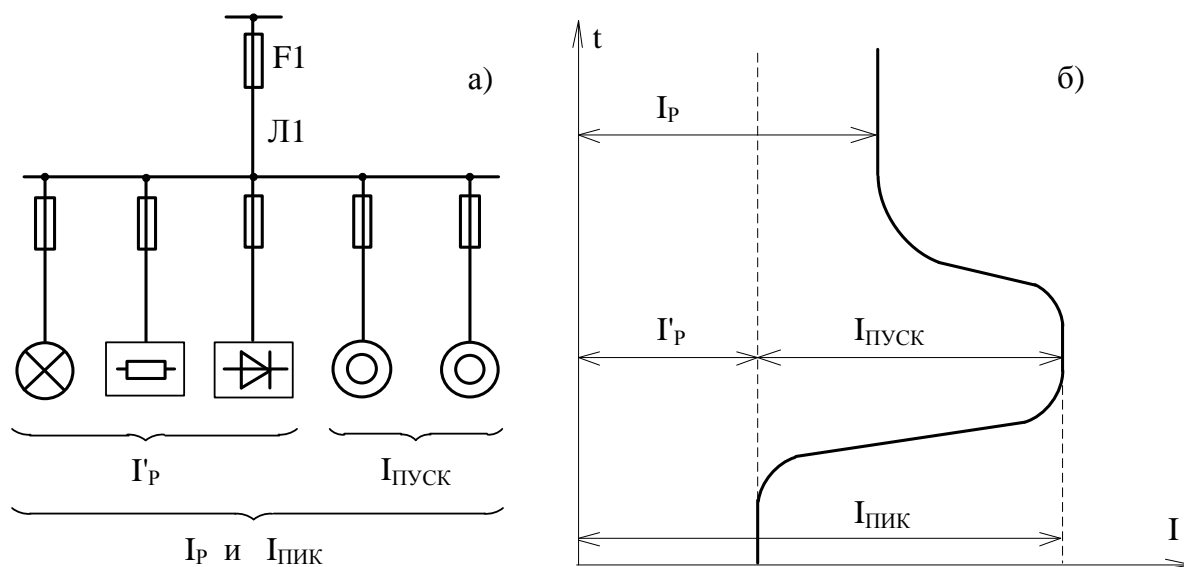


Рис. 2.11. Определение расчётной нагрузки узла питания электроприёмников

При отсутствии заводских данных о кратностях пускового тока или пикового (для дуговых сталеплавильных печей и сварочных машин) их можно принимать равными:

- для асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором и синхронных – 5;
- для асинхронных электродвигателей с фазным ротором и двигателей постоянного тока – 2,5;
- для дуговых сталеплавильных печей, а также для сварочных машин и аппаратов – 3.

2.4.4. Расчет электрических нагрузок при наличии однофазных электроприёмников

В цехах промышленного предприятия в общем случае могут быть как трёхфазные электроприёмники, так и однофазные. Последние подключаются на линейное или фазное напряжения (рис. 2.12). Однофазными электроприёмниками могут быть сварочные трансформаторы, печи сопротивления, асинхронные двигатели и т. д.

Однофазные электроприёмники считаются равномерно распределенными по фазам, если неравномерность нагрузки по фазам – разность номинальных мощностей наиболее и наименее загруженных фаз – не превышает 15 % суммарной номинальной мощности трехфазных и однофазных электроприёмников рассматриваемого узла. Условная трехфазная номинальная мощность принимается равной суммарной номинальной мощности всех однофазных электроприёмников. Если неравномерность нагрузки больше 15 %, то расчётная нагрузка определяется по наиболее загруженной фазе.

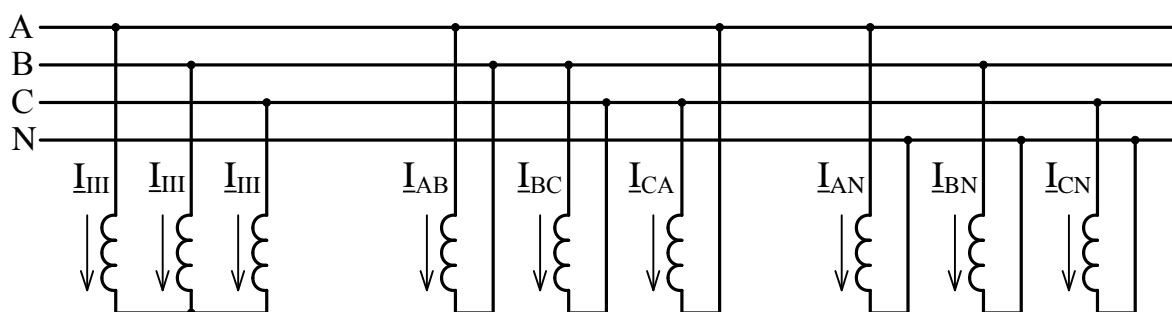


Рис. 2.12. Схема включения однофазных и трёхфазных электроприёмников:
 1 – трёхфазные; 2 – однофазные, включенные на линейное напряжение;
 3 – однофазные, включенные на фазное напряжение

Рассмотрим определение наиболее загруженной фазы для общего случая включения электроприёмников в узле (рис. 2.12). Для определения токов в линейных проводах трёхфазной сети используем разложение векто-

ров тока в каждом проводе на активные и реактивные составляющие. Проекции векторов токов на оси, совпадавшие с фазными напряжениями, является активными, а проекции векторов токов на перпендикулярные оси – реактивными составляющими токов [18, 59].

На рис. 2.13 приведена векторная диаграмма токов трёхфазной и однофазных нагрузок в фазе А. Здесь обозначено: I_{III} – ток, обусловленный трёхфазными электроприёмниками; I_{AB} , I_{CA} – токи, обусловленные однофазными электроприёмниками, включенными на линейные напряжения; I_{AO} – ток, обусловленный однофазными электроприёмниками, включенными на фазное напряжение.

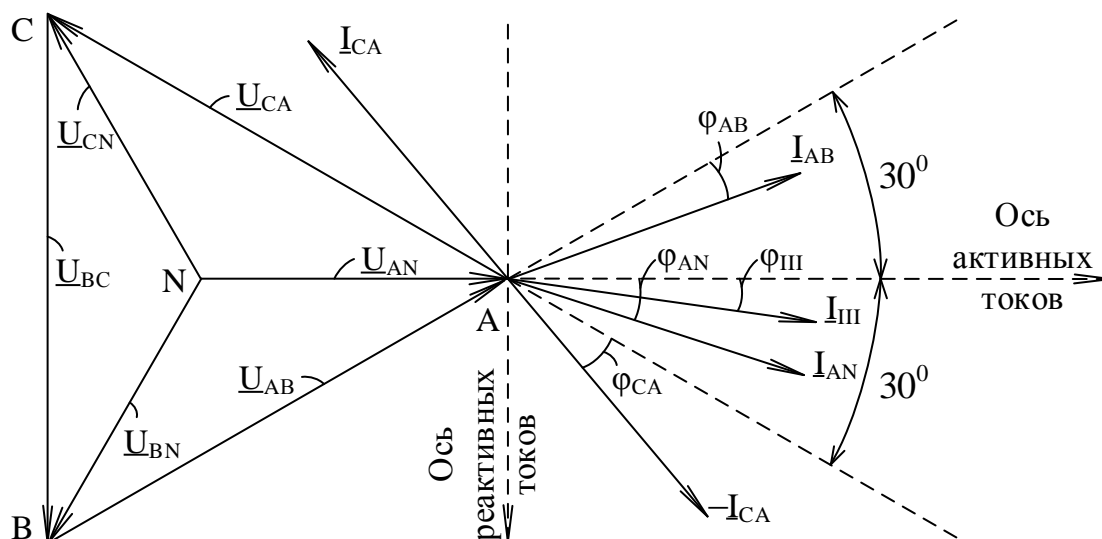


Рис. 2.13. Векторная диаграмма токов трёхфазной и однофазной нагрузок в фазе А

Спроектировав вектора токов на направление вектора напряжения фазы А, найдём активную составляющую тока фазы А

$$\begin{aligned}
 I_A^{AK} &= I_{AB} \cos(30^\circ - \varphi_{AB}) + I_{CA} \cos(30^\circ + \varphi_{CA}) + I_{AN} \cos \varphi_{AN} + I_{AIII} \cos \varphi_{AIII} = \\
 &= I_{AB} \cos 30^\circ \cdot \cos \varphi_{AB} + I_{AB} \sin 30^\circ \cdot \sin \varphi_{AB} + I_{CA} \cos 30^\circ \cdot \cos \varphi_{CA} - \\
 &\quad - I_{CA} \sin 30^\circ \cdot \sin \varphi_{CA} + I_{AN}^{AK} + I_{AIII}^{AK}.
 \end{aligned} \tag{2.38}$$

Учитывая то, что $I_{AB} \cos \varphi_{AB} = I_{AB}^{AK}$ и $I_{CA} \cos \varphi_{CA} = I_{CA}^{AK}$, где I_{AB}^{AK} и I_{CA}^{AK} – активные составляющие токов электроприёмников, подключённых на соответствующие линейные напряжения, вышеприведенное выражение преобразуется к виду

$$I_A^{AK} = I_{AB}^{AK} \left(\frac{\sqrt{3}}{2} + \frac{1}{2} \operatorname{tg} \varphi_{AB} \right) + I_{CA}^{AK} \left(\frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{1}{2} \operatorname{tg} \varphi_{CA} \right) + I_{AN}^{AK} + I_{AIII}^{AK}. \tag{2.39}$$

Здесь I_{AIII}^{AK} и I_{AN}^{AK} активные составляющие токов в фазе А, обусловленные трёхфазными электроприёмниками и однофазными, подключёнными между фазой А и нулём N.

Аналогично определим реактивную составляющую тока фазы А, для чего спроектируем вектора токов на ось, перпендикулярную вектору напряжения фазы А

$$\begin{aligned} I_A^p &= I_{AB} \sin(30^\circ - \varphi_{AB}) + I_{CA} \sin(30^\circ + \varphi_{CA}) + I_{AN} \sin \varphi_{AN} + I_{AIII} \sin \varphi_{AIII} = \\ &= -I_{AB} \sin 30^\circ \cdot \cos \varphi_{AB} + I_{AB} \cos 30^\circ \cdot \sin \varphi_{AB} + I_{CA} \sin 30^\circ \cdot \cos \varphi_{CA} + \\ &+ I_{CA} \cos 30^\circ \sin \varphi_{CA} + I_{AN} \cos \varphi_{AN} \frac{\sin \varphi_{AN}}{\cos \varphi_{AN}} + I_{AIII} \cos \varphi_{AIII} \frac{\sin \varphi_{AIII}}{\cos \varphi_{AIII}}. \end{aligned} \quad (2.40)$$

Проделав несложные преобразования, получаем

$$I_A^p = I_{AB}^{AK} \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \operatorname{tg} \varphi_{AB} - \frac{1}{2} \right) + I_{CA}^{AK} \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \operatorname{tg} \varphi_{CA} + \frac{1}{2} \right) + I_{AN}^{AK} \operatorname{tg} \varphi_{AN} + I_{AIII}^{AK} \operatorname{tg} \varphi_{AIII}. \quad (2.41)$$

Теперь можно записать расчётные формулы для определения активной и реактивной мощностей фазы А:

$$P_A = I_A^{AK} \cdot U_\Phi = I_A^{AK} \frac{U_\Delta}{\sqrt{3}}; \quad Q_A = I_A^p \cdot U_\Phi = I_A^p \frac{U_\Delta}{\sqrt{3}}. \quad (2.42)$$

Подставив в эти выражения соответственно (2.36) и (2.38) и проделав несложные преобразования, получим искомые выражения:

$$\begin{aligned} P_A &= P_{AB} \left(\frac{1}{2} + \frac{1}{2\sqrt{3}} \operatorname{tg} \varphi_{AB} \right) + P_{CA} \left(\frac{1}{2} - \frac{1}{2\sqrt{3}} \operatorname{tg} \varphi_{CA} \right) + P_{AN} + \frac{P_{III}}{3}; \\ Q_A &= P_{AB} \left(\frac{1}{2} \operatorname{tg} \varphi_{AB} - \frac{1}{2\sqrt{3}} \right) + P_{CA} \left(\frac{1}{2} \operatorname{tg} \varphi_{CA} + \frac{1}{2\sqrt{3}} \right) + P_{AN} \operatorname{tg} \varphi_{AN} + \frac{P_{III}}{3} \operatorname{tg} \varphi_{III}. \end{aligned} \quad (2.43)$$

Выражения, стоящие в скобках, принято называть коэффициентами приведения однофазных нагрузок, подключённых на линейные напряжения, к соответствующей фазе (в нашем случае к фазе А). Условимся обозначать коэффициенты приведения активной мощности буквой k , а реактивной – q . С учётом этих обозначений вышеприведенные выражения примут более компактную форму

$$\begin{aligned} P_A &= P_{AB} \cdot k_{AB(A)} + P_{CA} \cdot k_{(CA)A} + P_{AN} + \frac{P_{III}}{3}; \\ Q_A &= P_{AB} \cdot q_{AB(A)} + P_{CA} \cdot q_{(CA)A} + P_{AN} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{AN} + \frac{P_{III}}{3} \operatorname{tg} \varphi_{III}. \end{aligned} \quad (2.44)$$

Запишем выражение для определения средних значений активной и реактивной мощностей в общем случае, например, для фазы А, когда к расчётному узлу СЭС подключаются достаточно большое число как трёхфазных, так и однофазных электроприёмников:

$$\begin{aligned}
P_{C.A} &= \sum_{i=1}^n k_{И.А.i} P_{НОМ.АВi} k_{(АВ)Аi} + \sum_{i=1}^m k_{И.А.i} P_{НОМ.САi} k_{(СА)Аi} + \\
&+ \sum_{i=1}^L k_{И.А.i} P_{НОМ.АНi} + \sum_{i=1}^M k_{И.А.i} P_{НОМ.Шi}; \\
Q_{C.A} &= \sum_{i=1}^n k_{И.А.i} P_{НОМ.АВi} q_{(АВ)Аi} + \sum_{i=1}^m k_{И.А.i} P_{НОМ.САi} q_{(СА)Аi} + \\
&+ \sum_{i=1}^L k_{И.А.i} P_{НОМ.АНi} \operatorname{tg}\varphi_{АНi} + \sum_{i=1}^M k_{И.А.i} P_{НОМ.Шi} \operatorname{tg}\varphi_{Шi}.
\end{aligned}
\tag{2.45}$$

где n – число электроприёмников, подключенных на линейные напряжения U_{AB} ; m – число электроприёмников, подключённых на линейные напряжения U_{CA} ; L – число электроприёмников, подключённых на фазные напряжения U_{AN} ; M – число трёхфазных электроприёмников.

Отметим, что аналогично можно получить расчётные выражения для определения мощностей двух других фаз.

В табл. 2.6 представлены значения коэффициентов приведения в функции от паспортного значения $\cos\varphi$ электроприёмников.

Таблица 2.6

Коэффициенты приведения

Коэффициенты приведения	Коэффициенты мощности нагрузки								
	0,3	0,4	0,5	0,6	0,65	0,7	0,8	0,9	1,0
$k_{(AB)A}, k_{(BC)B}, k_{(CA)C}$	1,4	1,17	1,0	0,89	0,84	0,8	0,72	0,64	0,5
$k_{(AB)B}, k_{(BC)C}, k_{(CA)A}$	-0,4	-0,17	0	0,11	0,16	0,2	0,28	0,36	0,5
$q_{(AB)A}, q_{(BC)B}, q_{(CA)C}$	1,26	0,86	0,58	0,38	0,3	0,22	0,09	-0,05	-0,29
$q_{(AB)B}, q_{(BC)C}, q_{(CA)A}$	2,45	1,44	1,16	0,96	0,88	0,8	0,67	0,53	0,29

После определения средних нагрузок по всем фазам находится наиболее загруженная фаза по активной мощности, а затем определяется условная средняя нагрузка трехфазной сети от однофазных электроприёмников

$$P_C = 3 \cdot P_{C.Ф.МАКС}; \quad Q_C = 3 \cdot Q_{C.Ф.МАКС}.\tag{2.46}$$

В дальнейшем эта условная нагрузка рассматривается как обычная симметричная трёхфазная. Она заносится в общую типовую таблицу, в которой производятся расчёты по определению трёхфазной нагрузки.

Среднее значение коэффициента использования для всех однофазных электроприёмников находится по наиболее загруженной фазе. Если наиболее загруженной фазой является, например, фаза «В», то численное значение $K_{И.А}$ следует вычислять по формуле

$$K_{И.А} = \frac{P_{C.B}}{\frac{P_{НОМ.АВ} + P_{НОМ.ВС}}{2} + P_{НОМ.ВН}},\tag{2.47}$$

где $P_{С.В}$ – суммарная средняя мощность однофазных электроприёмников, включенных на фазное напряжение наиболее загруженной фазы В; $P_{НОМ.АВ}$ и $P_{НОМ.ВС}$ – суммарные номинальные мощности однофазных электроприёмников, включенных на линейное напряжение между наиболее загруженной фазой и смежными с ней фазами; $P_{НОМ.ВН}$ – суммарная номинальная мощность однофазных электроприёмников, включенных на фазное напряжение наиболее загруженной фазы.

Эффективное число электроприёмников находится по выражению

$$n_{\text{Э}} = \frac{2 \cdot \sum P_{НОМ_i}}{3 \cdot P_{НОМ.МАКС}}; \quad (2.48)$$

где $P_{НОМ.МАКС}$ – номинальная мощность самого крупного однофазного электроприёмника.

Значения коэффициентов расчётных нагрузок активной и реактивной мощности определяются в функции средневзвешенного значения коэффициента использования активной мощности $K_{И.А}$ и эффективного числа электроприёмников $n_{\text{Э}}$. Если к рассматриваемому узлу СЭС подключаются только однофазные электроприёмники, то обусловленные ими условные трёхфазные расчётные активная и реактивная нагрузки определяются по формулам

$$P_p = 3 \cdot K_{P.A} \cdot P_{С.Ф.МАКС}; \quad Q_p = 3 \cdot K_{P.P} \cdot Q_{С.Ф.МАКС}. \quad (2.49)$$

3. СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

3.1. Исходные положения и определения

При проектировании систем электроснабжения промышленных предприятий основными вопросами являются выбор общей схемы питания, числа, мощности и расположения понижающих подстанций, напряжений питающих и распределительных сетей, способов передачи электроэнергии по территории предприятия.

При построении схемы электроснабжения необходимо учитывать ряд специфических факторов, свойственных отдельным промышленным предприятиям, в частности, наличие зон с загрязненной и агрессивной окружающей средой, особых групп электроприёмников, требующих повышенной надежности питания, электроприёмников с резкопеременной ударной нагрузкой и др.

Электроснабжение промышленных предприятий разделяют на внешнее и внутреннее (внутризаводское). *К внешнему электроснабжению* условно отнесем часть системы электроснабжения, включающую в себя головные выключатели, расположенные на районной понижающей подстанции энергосистемы, питающие предприятие линии электропередачи и понижающие трансформаторы главной понизительной подстанции предприятия, если она имеется, с коммутационной аппаратурой на стороне высшего напряжения.

К внутреннему электроснабжению отнесем часть системы электроснабжения промышленного предприятия, начиная с вводных выключателей распределительного устройства со стороны низшего напряжения 6–10–35 кВ трансформаторов понижающей подстанции и всю распределительную сеть, включая кабельные, воздушные линии и токопроводы, высоковольтные распределительные пункты и цеховые понижающие трансформаторные подстанции. К внутреннему электроснабжению относятся также цеховые электрические сети напряжением до 1000 В (*внутрицеховое электроснабжение*).

В [7, 8, 41] принято следующее условное деление промышленных предприятий по потребляемой мощности:

- большие – с суммарной установленной мощностью электроприёмников 75 МВт и более;
- средние – с установленной мощностью 5–75 МВт;
- малые – с установленной мощностью до 5 МВт.

Независимым источником питания электроприёмника или группы электроприёмников называют источник, на котором сохраняется напряжение при исчезновении его на других источниках питания. Согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ) [39] к независимым источникам

питания могут быть отнесены две секции или системы шин одной или двух электростанций или подстанций при соблюдении следующих условий:

- каждая из секций или систем шин питается от независимых источников;

- секции или системы шин не связаны между собой или же имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной из секций или системы шин.

Питание электроэнергией промышленных предприятий, имеющих электроприёмники 1-й категории, осуществляется не менее чем по двум линиям. Также по двум линиям питаются предприятия с электроприёмниками 2-й категории, бесперебойная работа которых необходима для функционирования основных производств. Для питания электроприёмников особой группы 1-й категории предусматривается третий независимый источник питания. Питание электроприёмников 3-й категории может выполняться от одного источника если, перерыв электроснабжения, необходимый для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышает одних суток.

Питание по двухцепным линиям, смонтированным на общих опорах, может быть применено для электроприёмников всех категорий промышленных предприятий, при этом для электроприёмников особой группы 1-й категории должен быть предусмотрен специальный аварийный источник питания [41].

При построении систем электроснабжения промышленных предприятий необходимо учитывать, как требования потребителей, так и энергетической системы (технические условия присоединения). Эти требования определяют основные параметры и возможности дальнейшего развития СЭС ПП.

Основные требования, предъявляемые к промышленным системам электроснабжения:

- высокая надёжность электроснабжения (необходимая степень надежности);

- рациональное построение схемы электроснабжения;

- рациональные конструктивные решения;

- удобство и безопасность в эксплуатации;

- возможность перспективного развития.

При построении систем электроснабжения следует широко применять:

- блочные схемы;

- подстанции без сборных шин на первичном напряжении;

- комплектные и малогабаритные конструкции отдельных элементов схем электроснабжения;

- автоматику и телемеханику на всех ступенях систем электроснабжения.

Для правильного решения вопросов электроснабжения необходимо различать режимы, возникающие во время аварии и в период, непосредственно следующий после неё: соответственно аварийный и послеаварийный.

Аварийный режим – это кратковременный переходный режим, вызванный нарушением нормальной работы системы электроснабжения или отдельных ее звеньев и продолжающийся до отключения поврежденного звена или элемента. Продолжительность аварийного режима определяется в основном временем действия устройств релейной защиты, автоматики и телеуправления, а в отдельных случаях действиями оперативного персонала по отключению поврежденного элемента.

Послеаварийный режим – это режим, возникающий после отключения поврежденных элементов системы электроснабжения, т. е. после ликвидации аварийного режима. Он гораздо более длителен, чем аварийный режим, и продолжается до восстановления нормальных условий работы системы электроснабжения.

СЭС в целом нужно строить таким образом, чтобы в послеаварийном режиме она обеспечивала функционирование основных производств промышленного предприятия. При этом используются все дополнительные источники питания и возможности резервирования, в том числе и те, которые в нормальном режиме нерентабельны (различные переемы, связи на вторичных напряжениях и др.). В послеаварийном режиме допустимо частичное ограничение передаваемой мощности, а также позволены отключения некоторых параметров качества электроэнергии.

При описании систем электроснабжения будем пользоваться следующей общепринятой сокращённой терминологией:

ЭС – энергосистема;

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль – электростанция, вырабатывающая тепловую и электрическую энергию;

ГРЭС – государственная районная электростанция;

СЭС – система электроснабжения;

ПП – промышленные предприятия;

ВЛ и КЛ – воздушные и кабельные линии электропередачи;

УРП – узловое распределительные подстанции энергосистемы напряжением 500–330/220–110–35 кВ (до дроби показаны первичные напряжения подстанций, а после дроби – вторичные напряжения);

ГПП и ПГВ – главные понизительные подстанции и подстанции глубоких вводов 220–110/35–10–6 кВ;

ЦРП – центральные распределительные пункты напряжением 6–10 кВ;

РП – распределительные пункты напряжением 6–10 кВ;

ТП – трансформаторные подстанции напряжением 6–10/0,4 кВ;

ЭПП – электропечные или преобразовательные подстанции;

РПН – низковольтные (ниже 1000 В) распределительные пункты.

3.2. Принципы построения систем электроснабжения

При проектировании рациональных СЭС ПП следует основываться на ряде принципов, к основным из которых отнесем следующие [41, 56, 57]:

1. Максимальное приближение источников высокого напряжения к электроустановкам потребителей (центрам электрических нагрузок), благодаря чему сводятся к минимуму расход проводникового материала на сооружение электрической сети и потери электроэнергии в ней. Сказанное относится как к выбору места расположения ГПП на территории ПП, так и ТП в цехах либо между ними.

2. Разукрупнение подстанций. Это, прежде всего, относится и цеховым ТП как в отношении их максимальной мощности, так и расположения на площади цеха. Применение данного принципа позволяет сооружать относительно простые и экономичные цеховые электрические сети.

3. Глубокое секционирование СЭС во всех ее звеньях, начиная от сборных шин подстанции ЭС и кончая сборными шинами вторичного напряжения цеховых ТП. Данное решение позволяет существенно упростить построение и эксплуатацию схемы электроснабжения, уменьшить токи короткого замыкания (КЗ), хотя при неравномерной нагрузке отдельно работающих сборных шин подстанций и других элементов СЭС это приводит к некоторому увеличению потерь электроэнергии в сети.

4. Широкое применение скрытого (горячего) резерва и отказ от явного (холодного) резервирования. Специальные резервные, нормально не нагруженные линии и трансформаторы, как правило, не должны предусматриваться. Резерв закладывается в самой СЭС, в которой все элементы должны нести постоянную нагрузку, а в послеаварийном режиме (при повреждении одного из элементов) остальные должны быть в состоянии принять на себя нагрузку временно выбывшего элемента путем перераспределения её между оставшимися в работе с использованием допустимой ПУЭ перегрузочной способности электрооборудования. При таком построении СЭС снижаются потери электроэнергии, а надежность электроснабжения увеличивается, т. к. исправность нагруженных кабелей и трансформаторов постоянно самоконтролируется, а восстановление питания потребителей происходит автоматически. С этой целью на секционных аппаратах должны предусматриваться схемы автоматического ввода резерва (АВР).

5. Выбор рациональной схемы электроснабжения, т. е. схемы, обладающей достаточно высокими показателями экономичности, надежности, удобной в эксплуатации и т. д. При этом необходимо учитывать мощности, расположение и концентрацию электроприёмников, не допускать обратных потоков мощности и т. п.

6. Рациональное (оптимальное) решение вопросов компенсации реактивной мощности. Оно заключается в правильном выборе мест установки

и мощности отдельных источников реактивной мощности, обеспечивающем минимум затрат на компенсацию реактивной мощности.

7. Применение рациональных систем передачи и распределения электроэнергии на ПП. Здесь предполагается использование и новых прогрессивных способов передачи электроэнергии и конструкций элементов СЭС: токопроводов, кабельных эстакад, кабельных линий напряжением 110 кВ и т. д.

8. Возможность перспективного развития проектируемой СЭС. Следует предусматривать оптимальные в экономическом отношении пути увеличения приёма, передачи и распределения электроэнергии между возросшим количеством электроприёмников ПП с учетом увеличения мощности отдельных, уже существующих потребителей.

9. Структура СЭС ПП должна обеспечивать возможность задания рациональных (оптимальных) режимов работы отдельных её элементов: воздушных и кабельных линий, токопроводов, трансформаторов, позволяющих уменьшить в процессе эксплуатации потери электроэнергии.

3.3. Внешнее электроснабжение промышленных предприятий

Электроснабжение промышленных предприятий осуществляется на следующих ступенях напряжения 6–10–20 и 35–110–220–330 кВ [8, 26, 41, 48].

Электроснабжение ПП на напряжении 6–10 кВ может осуществляться от собственной электростанции ТЭЦ, от энергосистемы или от энергосистемы и ТЭЦ одновременно. Если ТЭЦ находится в непосредственной близости от цехов ПП, а напряжение высоковольтных электроприёмников совпадает с напряжением генераторов электростанции, то распределение электроэнергии осуществляется по схеме на рис. 3.1, а. При этом близлежащие цеховые ТП присоединяются непосредственно к сборным шинам главного распределительного устройства (ГРУ) ТЭЦ.

При отсутствии ТЭЦ при мощности ПП до 5 МВ·А и его расположении на расстоянии не более 5–10 км от подстанции энергосистемы электроснабжение осуществляется по схеме, показанной на рис. 3.1, б, в. Число питающих линий зависит от требуемого уровня надёжности электроснабжения. Для распределения энергии на предприятии используется центральный распределительный пункт ЦРП.

Промышленные предприятия большой и средней мощности получают питание по линиям электропередачи напряжением 35–110–220–330 кВ от подстанций энергосистемы, которые по мере уменьшения мощности и напряжения можно охарактеризовать:

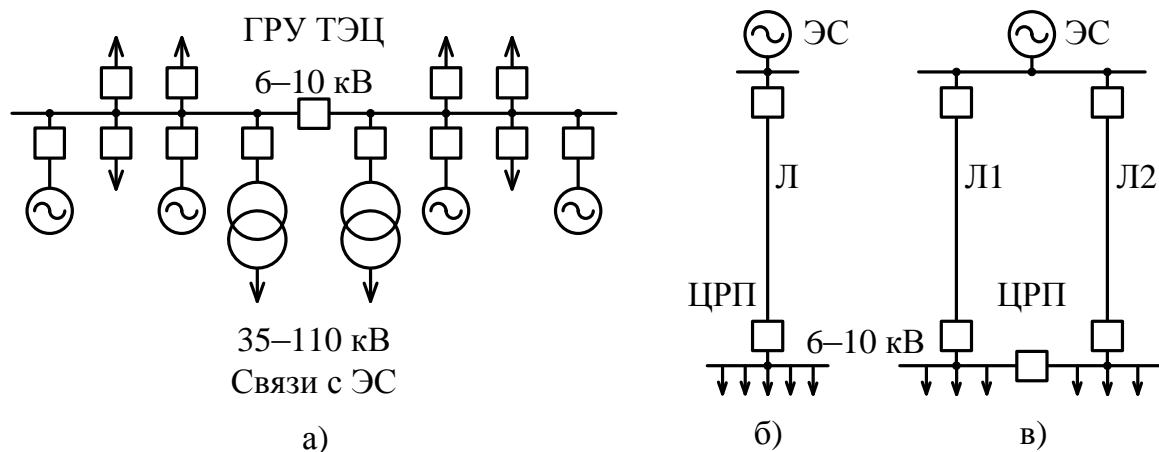


Рис. 3.1. Варианты схем электроснабжения ПП от энергосистемы и собственной ТЭЦ

– узловые распределительные подстанции с первичным напряжением 500–750 кВ и установленной мощностью силовых трансформаторов до 1000 МВ·А;

– районные распределительные подстанции с первичным напряжением 220–330 кВ и установленной мощностью трансформаторов до 200–300 МВ·А;

– районные распределительные подстанции с первичным напряжением 110 кВ и установленной мощностью трансформаторов 50–80 МВ·А.

Электроснабжение промышленных предприятий выполняют по радиальным и магистральным схемам – рис. 3.2.

При радиальном питании каждая подстанция получает питание по одной или двум линиям электропередачи в зависимости от категории надёжности потребителей электрической энергии (рис. 3.2, а).

Во втором случае магистральные линии электропередачи могут соединять две узловые распределительные подстанции или могут иметь питание от одной такой подстанции (рис. 3.2, б). Подстанции промышленных предприятий могут подключаться к магистральным линиям:

– по отпаечным схемам, когда две линии предприятия подключаются в каком-то месте к двойной магистральной линии (например, ПГВ-3);

– по транзитным схемам, когда одна магистральная линия заходит на подстанцию промышленного предприятия (например, ПГВ-1), где имеется транзитный выключатель (схема и работа транзитной подстанции будет рассмотрена ниже).

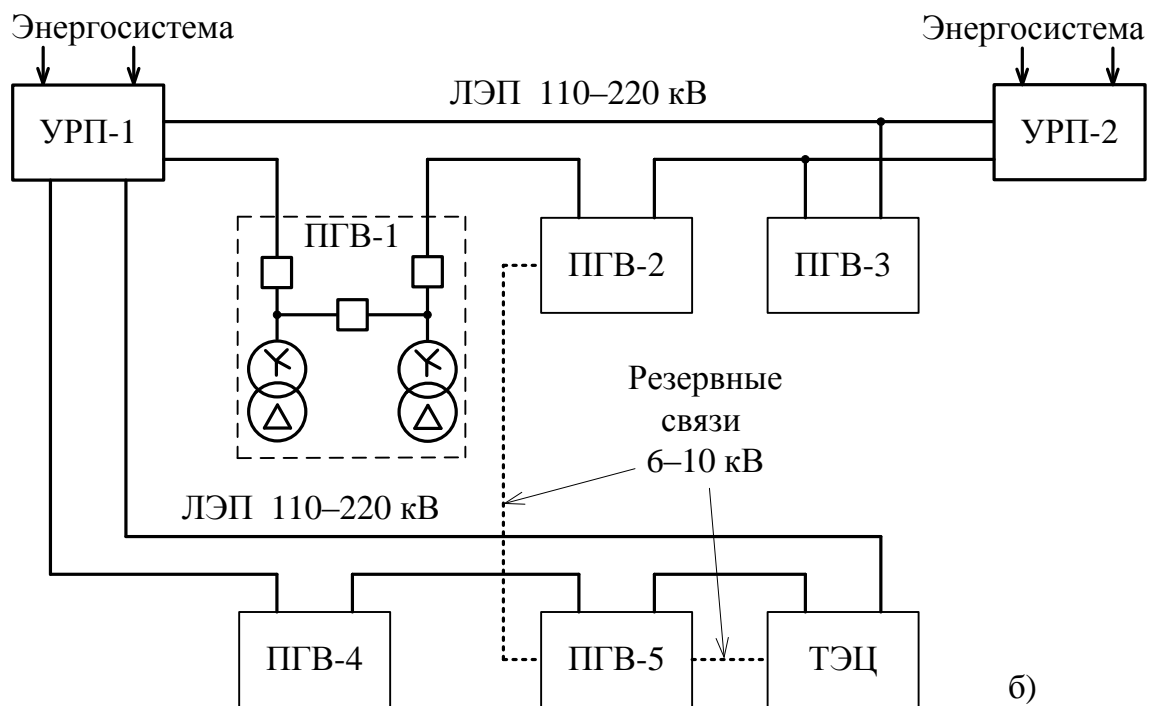
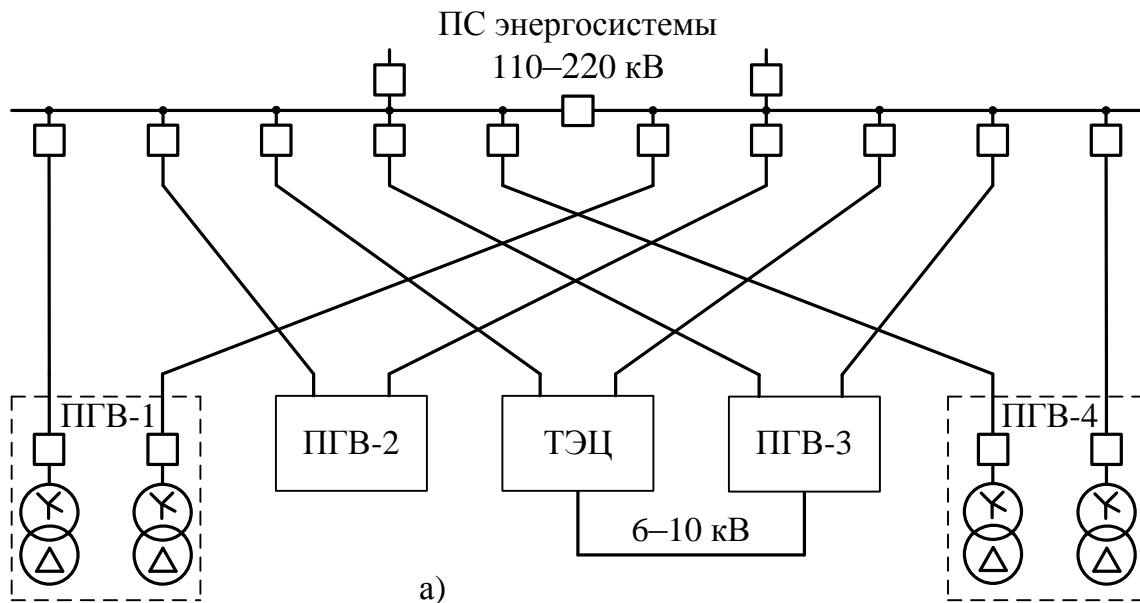


Рис. 3.2. Радиальные и магистральные схемы внешнего электроснабжения

В общем случае питание промышленных предприятий осуществляется по смешанным схемам, сочетающим радиальные и магистральные линии (рис. 3.3). Но по технико-экономическим показателям предпочтительными являются магистральные линии. Например, при использовании проводов АС-3х240 мм² двойная магистральная линия напряжением 110 кВ может питать до шести подстанций с двумя трансформаторами по 25–40 МВ·А. Кроме того, магистральные линии позволяют построить надёжные схемы

внешнего электроснабжения, соединяя и резервируя питающие подстанции энергосистемы [48].

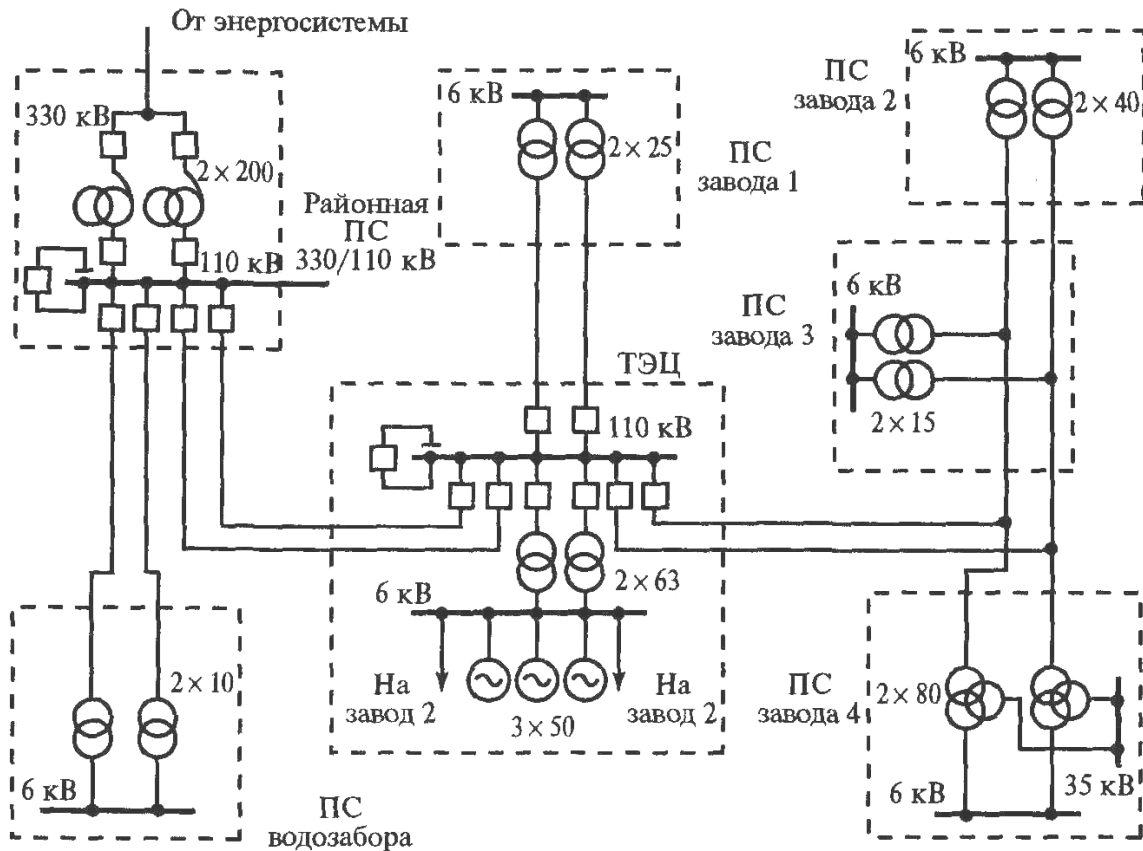


Рис. 3.3. Схема электроснабжения промышленного узла нагрузок

В городских условиях, когда промышленные и жилые районы соседствуют друг с другом, соответственно промышленные и городские подстанции питаются от одних и тех же подстанций энергосистемы и по одним и тем же питающим линиям электропередачи.

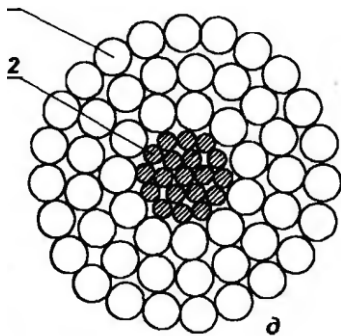


Рис. 3.4. Сечение сталеалюминиевого провода

Конструктивно линии электропередачи выполняют воздушными или кабельными. Воздушные линии напряжением 35–110–220–330 кВ выполняют, как правило, голыми сталеалюминевыми проводами. Например, провод марки АС-240/32 состоит из 24 алюминиевых и 7 стальных (для создания механической прочности) проволок. В последнее время для выполнения линий напряжением 35–110 кВ начинают применять изолированный провод. На рис. 3.5 показаны конструктивные исполнения опор воздушных линий: а – промежуточная для одноцепной ВЛ-220 кВ; б – анкерная для двухцепной ВЛ-110 кВ; в – промежуточная одностоечная, железобетонная для двухцепной ВЛ-110 кВ.

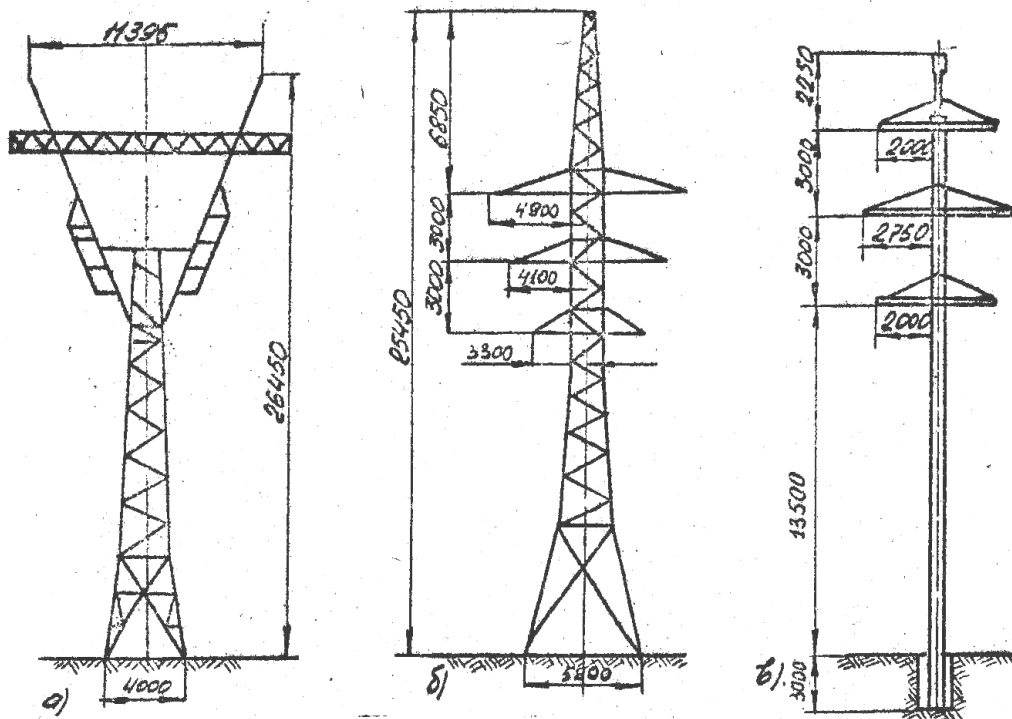


Рис. 3.5. Опоры воздушных линий напряжением 110–220 кВ

Применение воздушных линий в городских условиях обуславливают ухудшение экологических условий (создание электромагнитных полей, шума) и условий электробезопасности (протекание токов короткого замыкания по земле, обрывы проводов). В промышленных зонах применение воздушных линий затруднено в связи загрязнением различными выбросами подвесной изоляции. Кроме того, для строительства воздушных линий требуются значительные коридоры и площади, т. к. по требованиям ПУЭ охранная зона (расстояние от крайнего провода линии) для ВЛ-110 кВ должна быть 20 м, следовательно, ширина полосы, занимаемой ВЛ, составляет 50 м (рис. 3.6, а). Поэтому в указанных случаях всё шире начинают применяться кабельные линии напряжением 35–110–220–330 кВ. Начиная с 80–90-х годов прошлого столетия, в городских и, особенно, промышленных условиях применяются кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена, обладающие очень хорошими изоляционными качествами.

Кабель прокладывают либо в земле в траншее, либо при пересечении различных коммуникаций и дорог – в трубах или в лотках. На рис. 3.7 показан пример прокладки кабеля в лотках. Ширина полосы, занимаемой кабельной линией напряжением 110 кВ вместе с охранной зоной, составляющей по 1-му метру от лотков, равна 4-м метрам (рис. 3.6, б). Это позволяет прокладывать кабельные трассы в условиях стеснённости городских улиц и территорий промышленных предприятий.

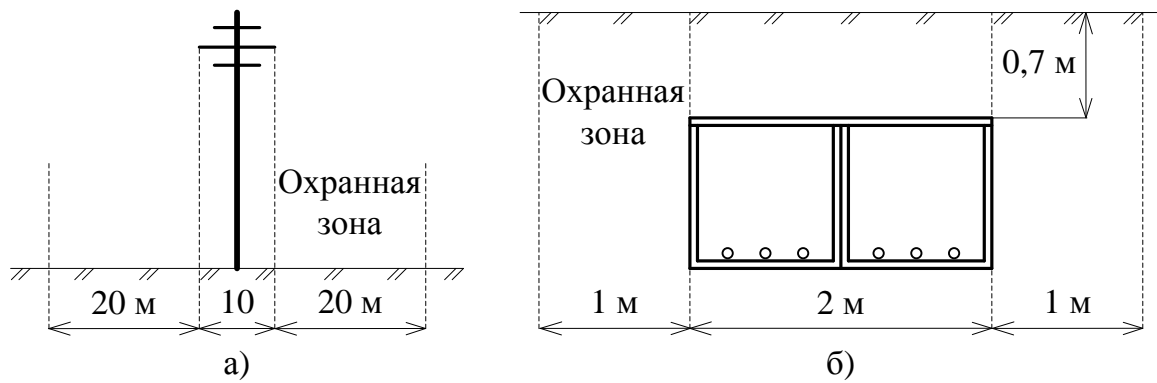


Рис. 3.6. Охранные зоны ВЛ-110 кВ и КЛ-110 кВ

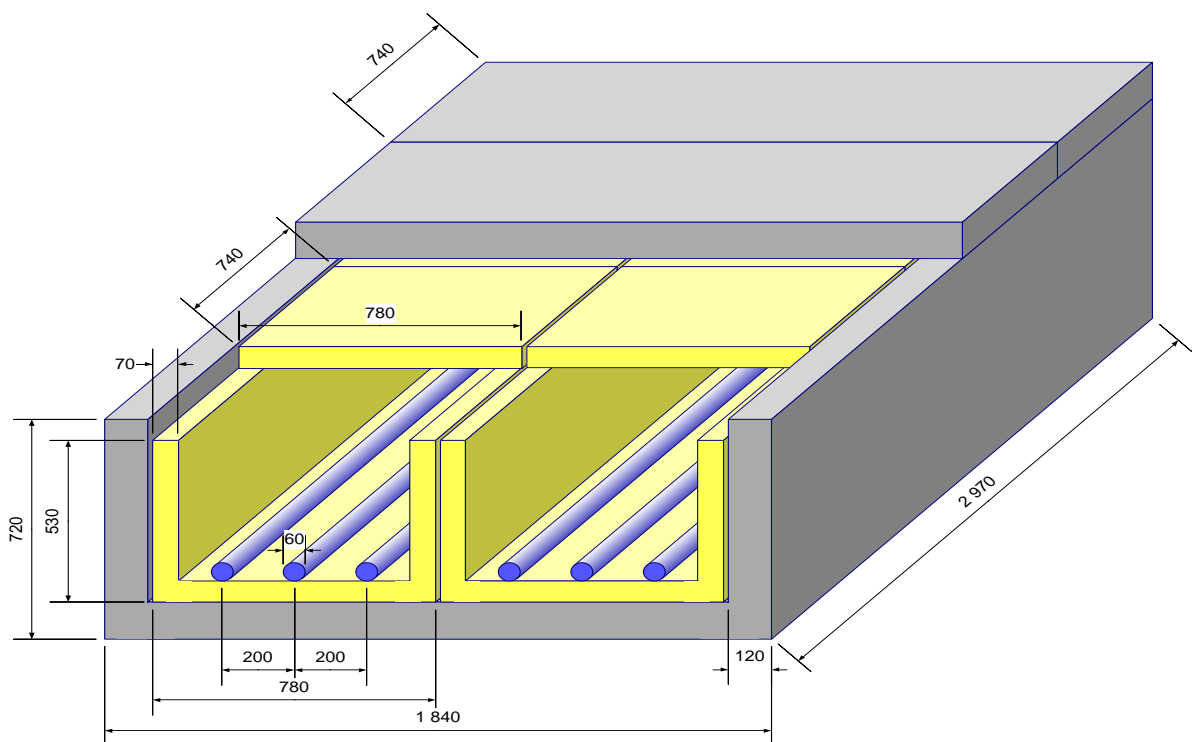


Рис. 3.7. Прокладка кабельной линии напряжением 110 кВ в лотках

На рис. 3.8 приведена конструкция кабеля напряжением 110 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена. Здесь обозначено: 1 – круглая многопроволочная медная жила сечением от 185 до 1600 мм² (кабель, выпускаемый предприятием «Камкабель»); 2 и 4 – полупроводящий слой из сшитой композиции; 3 – изоляция из сшитого полиэтилена (основная изоляция); 5 и 7 – разделительный слой; 6 – экран из медных проволок; 8 – оболочка из полиэтилена высокой прочности.

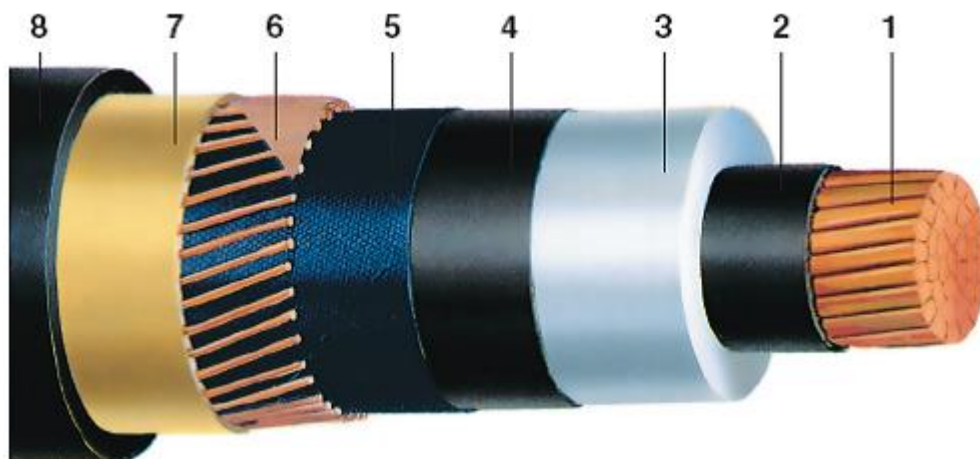


Рис. 3.8. Конструкция кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена напряжением 110 кВ

3.4. Подстанции систем электроснабжения

Подстанции предназначены для приёма, преобразования и распределения электроэнергии. Они являются важным звеном систем электроснабжения промышленных предприятий и городов, имеют широкую номенклатуру исполнения в зависимости от мощности, напряжения и назначения.

Понижающие подстанции получают энергию от энергосистемы на напряжении 35–110–220–330 кВ (в зависимости от мощности предприятия – чем больше мощность, тем выше подводимое напряжение) и понижают напряжение до значений, необходимых для электротехнологических нужд предприятия. Наиболее распространённым (с позиции технико-экономических показателей) является напряжение 10 кВ. Если имеются потребители напряжением 6 кВ (электродвигатели) или 35 кВ (мощные дуговые сталеплавильные печи), то применяется соответствующее вторичное напряжение подстанции.

Любую понижающую подстанцию, исходя из технологического назначения электрооборудования, разделяют на следующие составные части [25, 31, 43, 51, 52]:

- распределительное устройство высшего напряжения, которое в зависимости от конструктивного исполнения оборудования и его размещения, выполняют открытым (ОРУ) или закрытым (ЗРУ). На открытом распределительном устройстве коммутационное, измерительное, защитное и другое оборудование располагается на открытой площадке подстанции, в ЗРУ – внутри помещения;

- силовые трансформаторы;

- распределительное устройство низшего напряжения, которое практически всегда размещается в закрытом помещении;

– общеподстанционный пункт управления (ОПУ) подстанции, который содержит помещения для размещения панелей релейной защиты и автоматики, для работы выездного и ремонтного персонала.

На рис. 3.9 приведена схема понижающей подстанции напряжением 110/10 кВ. Рассмотрим подробнее составляющие части подстанции.

3.4.1. Распределительное устройство высшего напряжения

На стороне высшего напряжения подстанции на открытом или в закрытом распределительном устройстве могут быть установлены [49, 52, 53, 61]:

1. Элегазовые или вакуумные выключатели напряжением 35–110–220–330 кВ, являющиеся основным коммутационным аппаратом, обеспечивающим включение и отключение токов нагрузки и отключение токов коротких замыканий. На схеме (рис. 3.9) показан элегазовый выключатель типа ВГТ-110. Сегодня на подстанциях широко распространены масляные выключатели, встречаются ещё и воздушные выключатели.

2. Разъединители с одним или двумя заземляющими ножами, которые предназначены для создания видимых разрывов в силовых цепях и обеспечения безопасных условий работы путём заземления отключенных электрических цепей. Между основными контактами разъединителя и заземляющими ножами устанавливается механическая блокировка, не позволяющая включить заземляющие ножи при включённом разъединителе, или включить разъединитель при включенных заземляющих ножах. Особенностью разъединителя является то, что его включение или отключение можно производить только при отсутствии нагрузки – допускается включение и отключение силового трансформатора Т1 на холостом ходу.

3. Измерительные трансформаторы тока (ТФЗМ-110, ТВ-110) и напряжения (НКФ-110) предназначены для получения информации с целью общих измерений, работы релейной защиты и автоматики, учёта электрической энергии и др.

4. Ограничители перенапряжений нелинейные типа ОПН-110/88 предназначены для защиты изоляции электрооборудования подстанции от различного рода перенапряжений, в том числе, возникающих при ударах молнии. При напряжении электрической сети 110 кВ, которая может работать с эффективным заземлением нейтрали (см. разделы 8 и 10), когда у части трансформаторов первичных обмоток нейтрали разземляют. Для защиты нейтрали силовых трансформаторов Т1 и Т2 от перенапряжений устанавливают ограничители перенапряжений нелинейные типа ОПН-110/56 [35].

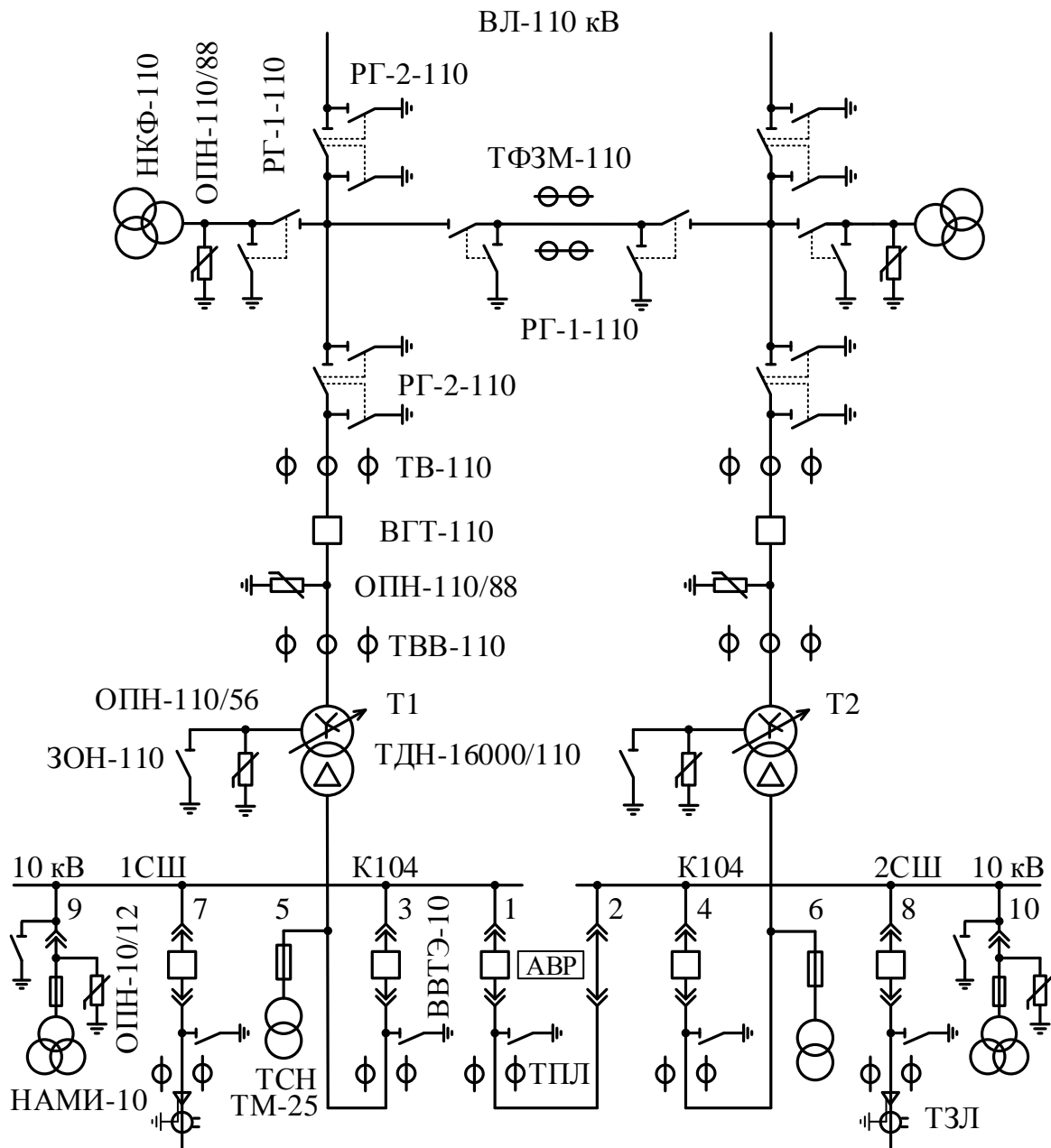


Рис. 3.9. Схема понизительной подстанции напряжением 110/10 кВ

3.4.2. Силовые трансформаторы с первичным напряжением 35–110–220–330 кВ

На промышленных предприятиях в зависимости от потребляемых электрических нагрузок могут быть установлены трансформаторы мощностью от единиц МВ·А до 63–80 МВ·А. Эти трансформаторы подразделяются на двухобмоточные с двумя обмотками, двухобмоточные с расщепленными обмотками вторичного напряжения и трёхобмоточные [47, 49, 51, 52].

Двухобмоточный трансформатор с двумя обмотками (рис. 3.10, а) представляется упрощенной схемой замещения, состоящей из одного со-

противления. Это сопротивление Z_T (в относительных единицах) равно полному сопротивлению Z_K при трехфазном коротком замыкании за трансформатором и определяется по выражению

$$Z_T = \frac{U_{K.\%} \cdot S_B}{100 \cdot S_{T.H}}, \quad (3.1)$$

где $U_{K.\%}$ – напряжение короткого замыкания, %; S_B – базисная мощность, В·А; $S_{T.H}$ – номинальная мощность трансформатора, В·А. Здесь и далее сопротивления приведены к базисным данным.

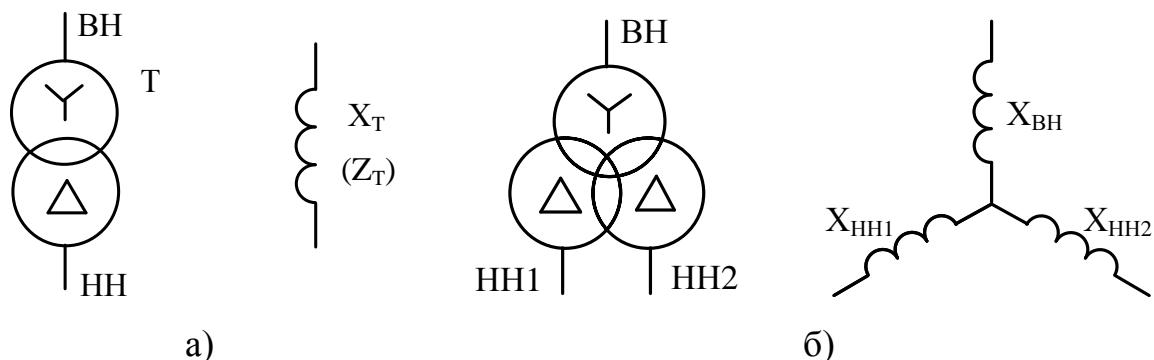


Рис. 3.10. Условные обозначения и схемы замещения двухобмоточных трансформаторов: а – с одной вторичной обмоткой; б – с расщеплёнными вторичными обмотками

Для всех трансформаторов с высшим напряжением 35–110–220–330 кВ полное сопротивление можно считать равным его индуктивному сопротивлению $Z_T = X_T$. Для трансформаторов 6 и 10 кВ часто приходится рассчитывать активную составляющую полного сопротивления R_T , которая учитывается при расчётах токов КЗ в кабельных сетях 6 и 10 кВ и в сетях до 1 кВ, особенно при КЗ через переходное сопротивление.

Активное сопротивление трансформатора определяется по значению потерь активной мощности ΔP в его обмотках. В практических расчётах потери мощности в обмотках трансформатора принимают равными потерям короткого замыкания при номинальном токе трансформатора: $\Delta P = \Delta P_K$. Активное сопротивление трансформатора в относительных единицах

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot S_B}{S_{T.H}^2}, \quad (3.2)$$

где ΔP_K – потери короткого замыкания при номинальном токе трансформатора, Вт.

Индуктивное сопротивление трансформатора в относительных единицах

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}. \quad (3.3)$$

Обычные двухобмоточные трансформаторы выполняются напряжением 35–110/6–10 кВ и мощностью от 1–2 до 16 МВ·А включительно. На рис. 3.11 показан внешний вид силового трансформатора мощностью 16 МВ·А.

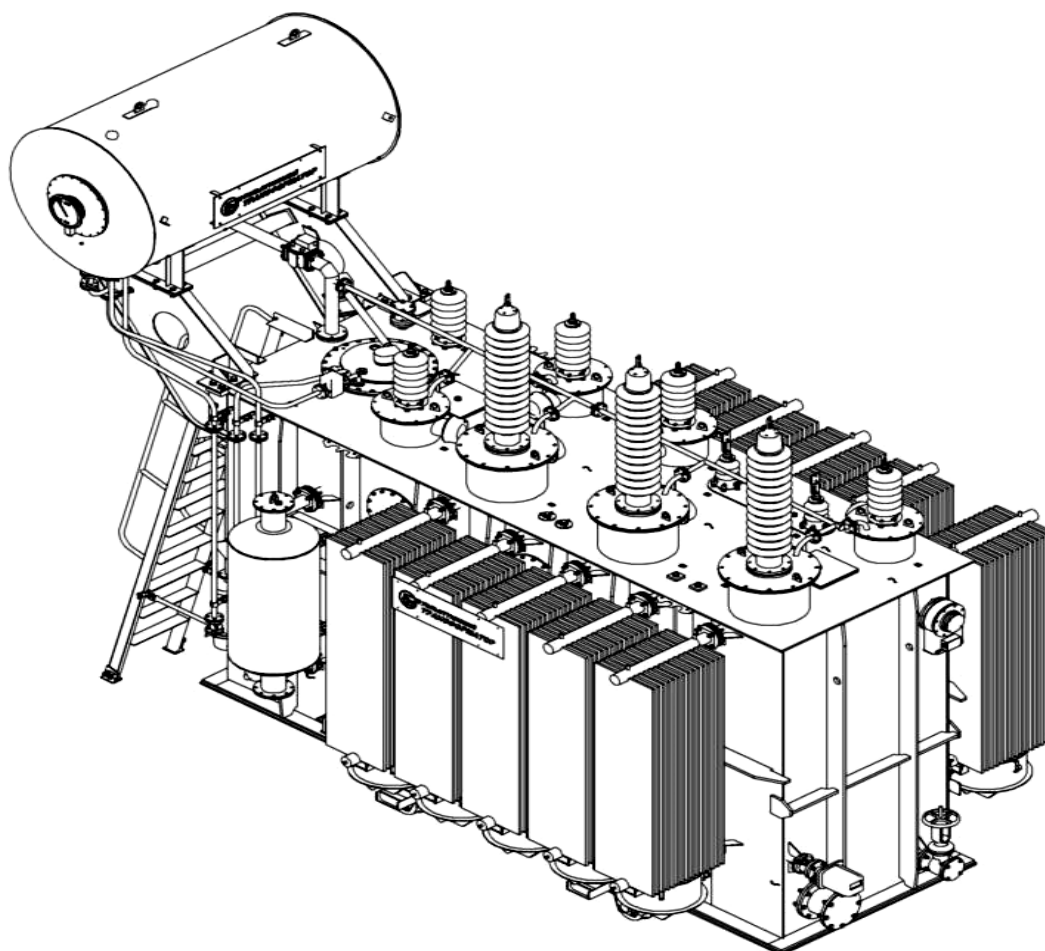


Рис. 3.11. Силовой трансформатор напряжением 110/10 кВ мощностью 6300 кВ·А

Трансформатор с расщепленными вторичными обмотками представляется трёхлучевой схемой (рис. 3.10, б), в которой один луч соответствует обмотке ВН ($X_{ВН}$), а два других – расщепленной вторичной обмотке НН, состоящей из двух обмоток НН₁ и НН₂. Сопротивления лучей для практических расчетов определяются по выражениям

$$X_{ВН} = 0,125 X_{ВН-НН}; \quad (3.4)$$

$$X_{НН1} = X_{НН2} = 1,75 X_{ВН-НН}, \quad (3.5)$$

где $X_{ВН-НН}$ – сопротивление трансформатора определяется при объединении обеих вторичных обмоток по выражению (3.1) по значению $U_{к.ВН-НН}$, отнесенному к полной мощности трансформатора.

Расщепление вторичных обмоток силовых трансформаторов выполняется с целью ограничения токов короткого замыкания на стороне низшего

напряжения – ток снижается в 1,875 раза, т. к. индуктивное сопротивление равно (см. выражения 3.4 и 3.5)

$$X_K = X_{ВН} + X_{НН} = (0,125 + 1,75) \cdot X_{ВН-НН}, = 1,875 \cdot X_{ВН-НН}. \quad (3.6)$$

Трансформаторы с расщепленными обмотками имеют, как правило, две вторичных обмотки, которые выполняются на одинаковые напряжения 6 или 10 кВ или на два разных напряжения 6 и 10 кВ. Каждая из вторичных обмоток может иметь 50 или 100 % номинальной мощности трансформатора. Это позволяет экономично строить СЭС на напряжении 10 кВ при наличии большого числа электродвигателей на напряжение 6 кВ. Трансформаторы с расщепленными обмотками выпускаются мощностью от 25 до 80 МВ·А.

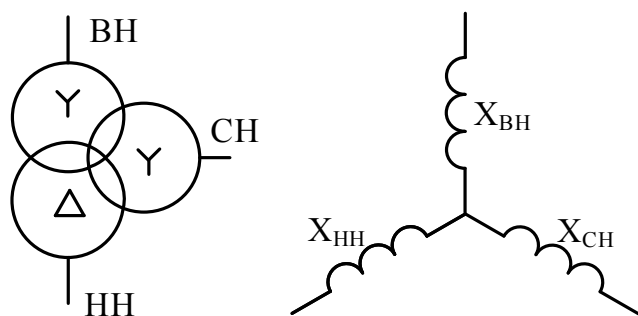


Рис. 3.12. Условное обозначение и схема замещения трёхобмоточного трансформатора

Трёхобмоточный трансформатор (рис. 3.12) представляется трехлучевой схемой замещения. На схеме указаны индуктивные, а не полные сопротивления ветвей, потому что трёхобмоточные трансформаторы выпускаются мощностью не менее 6,3 МВ·А и их активное сопротивление в расчётах не учитывается.

Сопротивления лучей

$$X_{ВН} = 0,5(X_{ВН-СН} + X_{ВН-НН} - X_{СН-НН}); \quad (3.7)$$

$$X_{СН} = 0,5(X_{ВН-СН} + X_{СН-НН} - X_{ВН-НН}); \quad (3.8)$$

$$X_{НН} = 0,5(X_{ВН-НН} + X_{СН-НН} - X_{ВН-СН}). \quad (3.9)$$

В выражениях (3.7–3.9) сопротивления между обмотками $X_{ВН-СН}$, $X_{ВН-НН}$ и $X_{СН-НН}$ вычисляются по выражению (3.1) по соответствующим значениям напряжений короткого замыкания $U_{К.ВН-СН}$, $U_{К.ВН-НН}$ и $U_{К.СН-НН}$, которые приводятся в паспортных данных трансформатора. Сопротивление одного из лучей примерно равно нулю: $X_{СН} \approx 0$ для стандартных трансформаторов, у которых $U_{К.ВН-СН} \approx 10,5 \%$, а $U_{К.ВН-НН} \approx 17 \%$. Однако в эксплуатации могут находиться трансформаторы с $X_{НН} \approx 0$, у которых $U_{К.ВН-СН} \approx 17 \%$, а $U_{К.ВН-НН} \approx 10,5 \%$.

Трёхобмоточные трансформаторы выпускают мощностью от 6,3 до 80 МВ·А и могут иметь первичное напряжение 110–220 кВ, вторичное напряжение – 35 кВ, низшее напряжение – 6–10 кВ. Трёхобмоточные трансформаторы применяют на предприятиях большой мощности, на которых могут быть электротехнологические установки напряжением 35 кВ, например, дуговые сталеплавильные печи. Для получения напряжения 35 кВ трансформатор дополняют третьей обмоткой. Кроме того, на напря-

жении 35 кВ могут питаться соседние небольшие ПП, городские или удаленные потребители.

В силовых трансформаторах подстанций в качестве изоляции, а также в качестве охладителя используют трансформаторное масло. Различают системы охлаждения:

1. Естественное охлаждение масляного трансформатора (рис. 3.13, а). Применяется при мощности трансформатора до 6300 кВ·А.

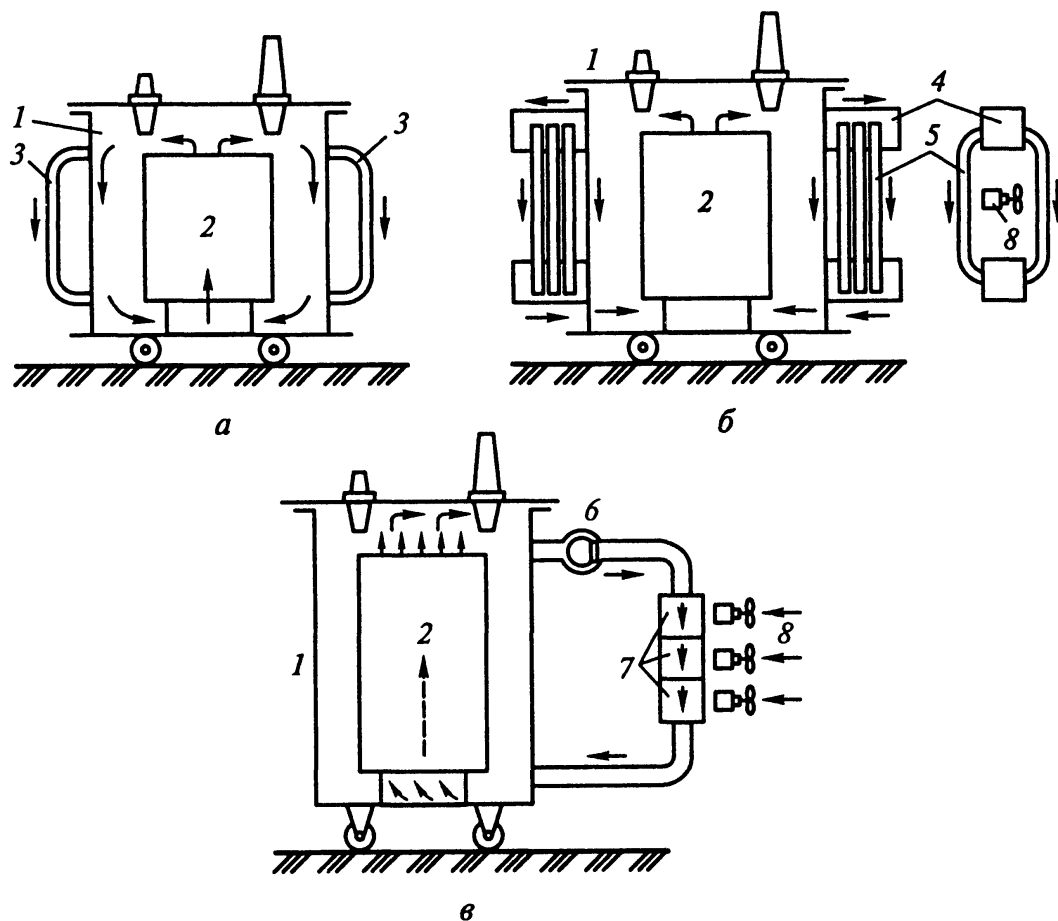


Рис. 3.13. Системы охлаждения трансформаторов

2. Масляное охлаждение с воздушным дутьём. (рис. 3.13, б) На каждом радиаторе 5 трансформатора устанавливается по два вентилятора 8, которые обдувая поверхности радиаторов, позволяют увеличить теплоотдачу на 50 % и более.

3. Масляное охлаждение с принудительной циркуляцией масла в активной части трансформатора (рис. 3.13, в). К баку трансформатора подключают центробежный насос 6, обеспечивающий циркуляцию масла вдоль поверхностей магнитопровода и обмоток – благодаря этому удаётся увеличить пропускную способность трансформатора.

В обозначении типа трансформатора присутствуют следующие буквы: М – естественная циркуляция масла и воздуха; Д – естественная циркуля-

ция масла и принудительная воздуха; ДЦ – принудительная циркуляция масла и воздуха; Ц – принудительная циркуляция масла и охлаждающей воды. Дополнительные обозначения: Р – с расщеплённой вторичной обмоткой; Н – регулирование напряжения под нагрузкой.

3.4.3. Распределительное устройство низшего напряжения и общеподстанционный пункт управления

Закрытое распределительное устройство напряжением 6–10 кВ подстанции (например, ЗРУ-10 кВ), как правило, выполняется с использованием комплектных распределительных ячеек, из которых формируют секции сборных шин 1СШ и 2СШ – см. рис. 3.9 (количество секций может быть больше и определяется мощностью подстанции).

Напряжение 10 кВ от силовых трансформаторов Т1 и Т2 на секции сборных шин 1СШ и 2СШ подаётся с помощью вводных выключателей, которые расположены соответственно в ячейках 3 и 4. Конструктивно вводные выключатели занимают по две ячейки – 5 и 3, 6 и 4.

Секции сборных шин 1СШ и 2СШ соединены секционным выключателем, расположенным в ячейке 1. При нормальной схеме электроснабжения (все элементы системы электроснабжения исправны и находятся в рабочем состоянии) секционный выключатель отключен. На этом выключателе установлено устройство автоматического ввода резерва (АВР).

Отходящие от подстанции кабельные линии напряжением 10 кВ подключаются к секциям сборных шин с помощью вакуумных или элегазовых выключателей (для примера показаны две ячейки 9 и 10). Общее число линий, подключаемых к одной секции, может достигать 20.

Для измерения используются фазные трансформаторы тока типа ТПЛ, трансформаторы тока нулевой последовательности типа ТЗЛ и трансформаторы напряжения типа НАМИ-10. Для защиты секций сборных шин к ним подключены нелинейные ограничители перенапряжений типа ОПН-10/12. Для обеспечения безопасной работы при ремонтах электрооборудования в каждой ячейке предусмотрены стационарные заземляющие ножи.

Для питания устройств релейной защиты и автоматики, электромагнитов включения и отключения выключателей, подогрева выключателей и помещений подстанции, а также освещения в ячейках 9 и 10 ЗРУ-10 кВ установлены трансформаторы собственных нужд подстанции ТСН. Мощность трансформатора ТСН $S_{Т.НОМ.ТСН}$ ориентировочно принимается равной 0,1 % номинальной мощности силового трансформатора $S_{Т.НОМ.ГПП}$ подстанции.

Общеподстанционный пункт управления (ОПУ) выполняют в виде отдельного здания или совмещают со ЗРУ. В случае совмещения в одном здании ОПУ располагают на одном этаже со ЗРУ, или часто располагают

ОПУ над ЗРУ – вариант двухэтажного здания. В закрытых подстанциях ЗРУ и ОПУ «находятся под одной крышей». В технических помещениях ОПУ расположены: устройства релейной защиты, автоматики и управления подстанционного оборудования, питающих и отходящих присоединений; щиты питания и распределения переменного и постоянного тока собственных нужд подстанции; аппаратура связи и телемеханики; оборудование поддержания микроклимата и освещения; оборудование технических средств охраны и пожарной сигнализации.

3.4.4. Конструктивное исполнение подстанций

Исторически сложилось, что подстанции размещаются на открытых площадках довольно больших размеров (рис. 3.14). Например, площадка современной подстанции напряжением 110/10 кВ с двумя силовыми трансформаторами мощностью по 40 МВ·А имеет размеры 50х90 м. На этой площадке располагается открытое распределительное устройство (ОРУ-110 кВ) размером 50х40 м, силовые трансформаторы и двухэтажное здание с закрытым распределительным устройством (ЗРУ-10 кВ). На первом этаже здания кроме ячеек ЗРУ размещаются аккумуляторные батареи, а на втором этаже – помещения с устройствами релейной защиты и автоматики, устройствами телемеханики, системы учёта электрической энергии и др.

На ОРУ высоковольтное оборудование (выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжений и пр.) в условиях города и промышленной зоны подвергаются загрязнению разного рода выбросами, кроме того, могут подвергаться прямым ударам молнии. В свою очередь, подстанции с открытым электрооборудованием ухудшают экологию – создают электромагнитные поля, повышенный шум. По нормам проектирования, разработанным институтом «Энергосетьпроект», ближайшие жилые здания, школы, детские сады и др. должны быть удалены от рассматриваемой подстанции на расстояние не менее 250–300 м [41, 48].

Поэтому в 60–70 гг. прошлого столетия появились закрытые подстанции, в которых РУ напряжением 35–110–220 кВ и силовые трансформаторы размещены внутри здания. Но поскольку высоковольтное оборудование использовалось в обычном исполнении, то подстанции получались достаточно больших размеров.

Ситуация качественно изменилась, начиная с 70-х годов, когда появилось высоковольтное оборудование с элегазовой изоляцией. При этом были получены технические решения, когда в одной ячейке были совмещены в трёхфазном исполнении выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, шинопроводы и др. – рис. 3.15 и 3.16. Соответственно изменились и размеры, например, ячейки распределительного устройства

ЗРУ-110 кВ, включающего пять выключателей, занимают площадь на полу 5х3,3 м и могут быть расположены в помещении размерами 6х12 м. Размеры площадки, занимаемой подстанцией, сократились до 21х48 м, т. е. примерно в четыре раза (рис. 3.17).

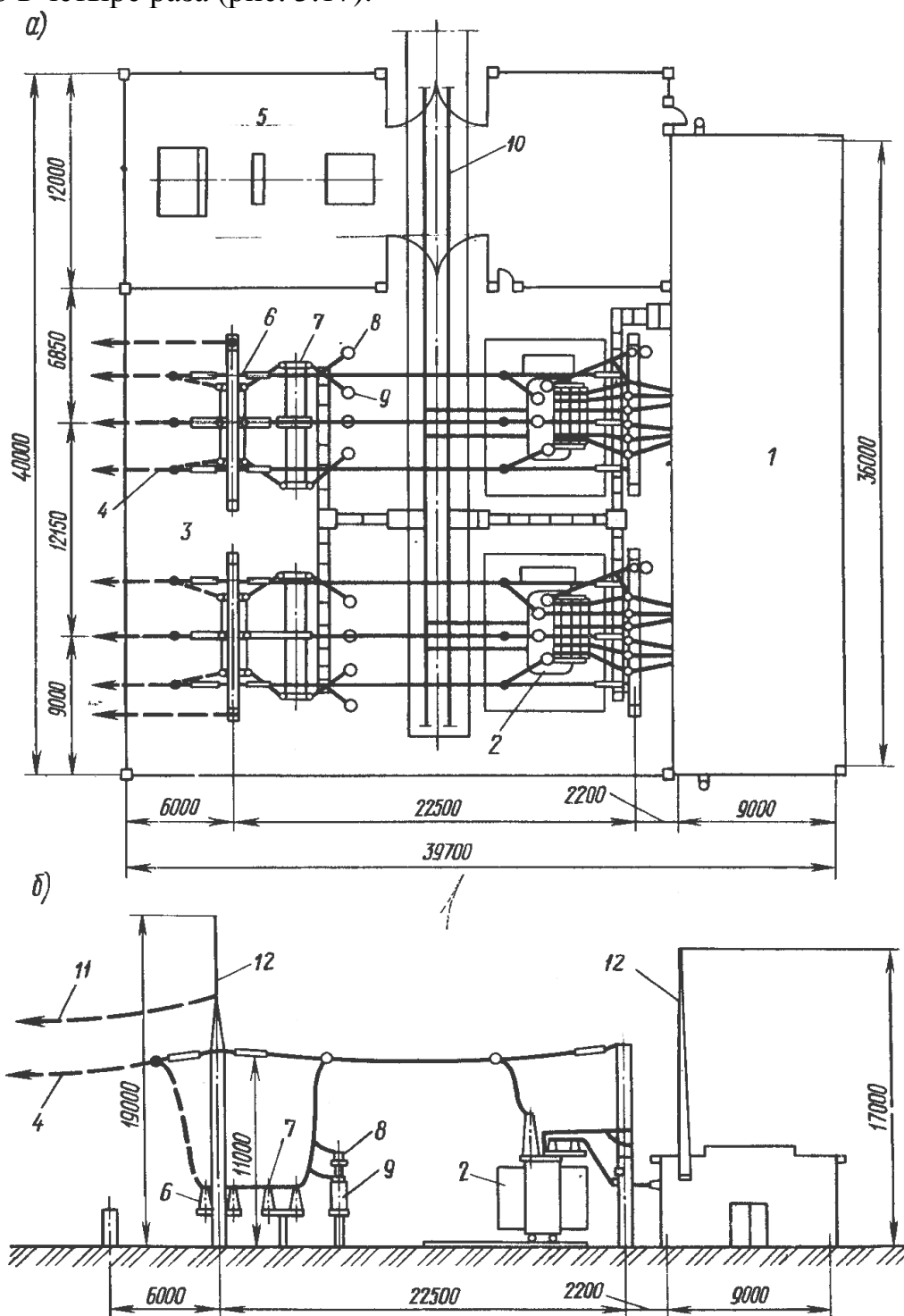
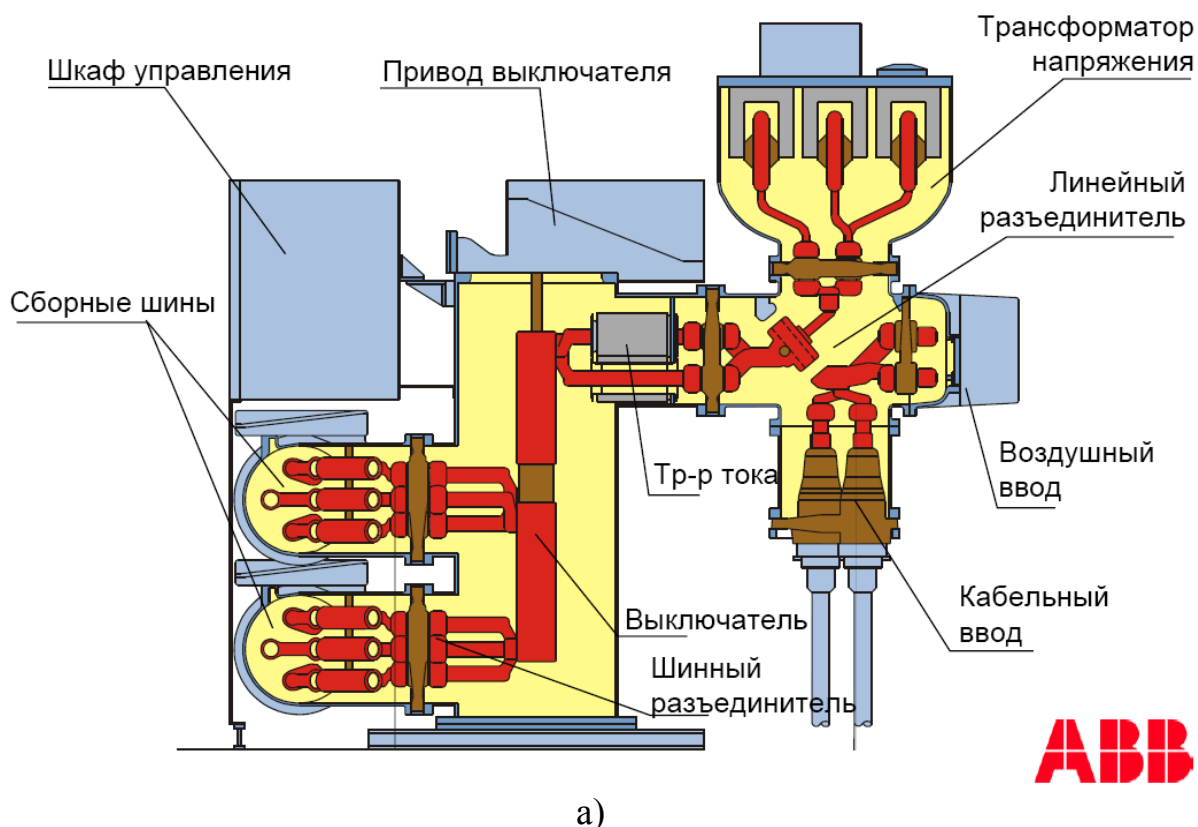


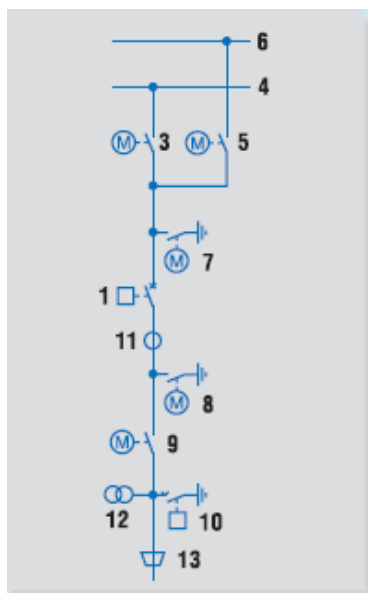
Рис. 3.14. План и разрез упрощенной подстанции напряжением 110/10 кВ с двумя трансформаторами мощностью 40 МВ·А: 1 – ЗРУ-10 кВ; 2 – трансформатор; 3 – ОРУ-110 кВ; 4 – ВЛ 110 кВ; 5 – ремонтная площадка; 6 – разъединитель; 7 – отделитель; 8 – короткозамыкатель; 9 – ОПН-110 кВ; 10 – дорога с железнодорожным путём; 11 – грозозащитный трос; 12 – молниеотвод



ЯЧЕЙКА КРУЭ АBB ЕХК-01

Обозначение:

- 1 – элегазовый выключатель;
- 3, 5, 9 – разъединители;
- 4 – система шин 1;
- 6 – система шин 2;
- 7, 8, 10 – заземляющие ножи;
- 11 – трансформатор тока;
- 12 – трансформатор напряжения;
- 13 – кабельный или шинный ввод/вывод



Технические данные:

- номинальное напряжение 123 кВ;
- номинальный ток 800-2500 А;
- номинальный ток динамической стойкости 82 кА;
- номинальный ток термической стойкости 31,5 кА;
- минимальное давление газа (как дугогасительной среды) 520 кПа (~ 5,2 атм)
- минимальное давление газа (как изолирующей среды) 600 кПа (~ 6 атм)

Размеры ячейки:

- ширина 1000 мм;
- высота 2370 мм;
- глубина 3300 мм

б)

Рис. 3.15. Ячейка комплектного элегазового распределительного устройства напряжением 110 кВ фирмы АBB: а – конструктивное исполнение ячейки; б – схема ячейки



Рис. 3.16. Внешний вид ЗРУ-110 кВ фирмы SIEMENS

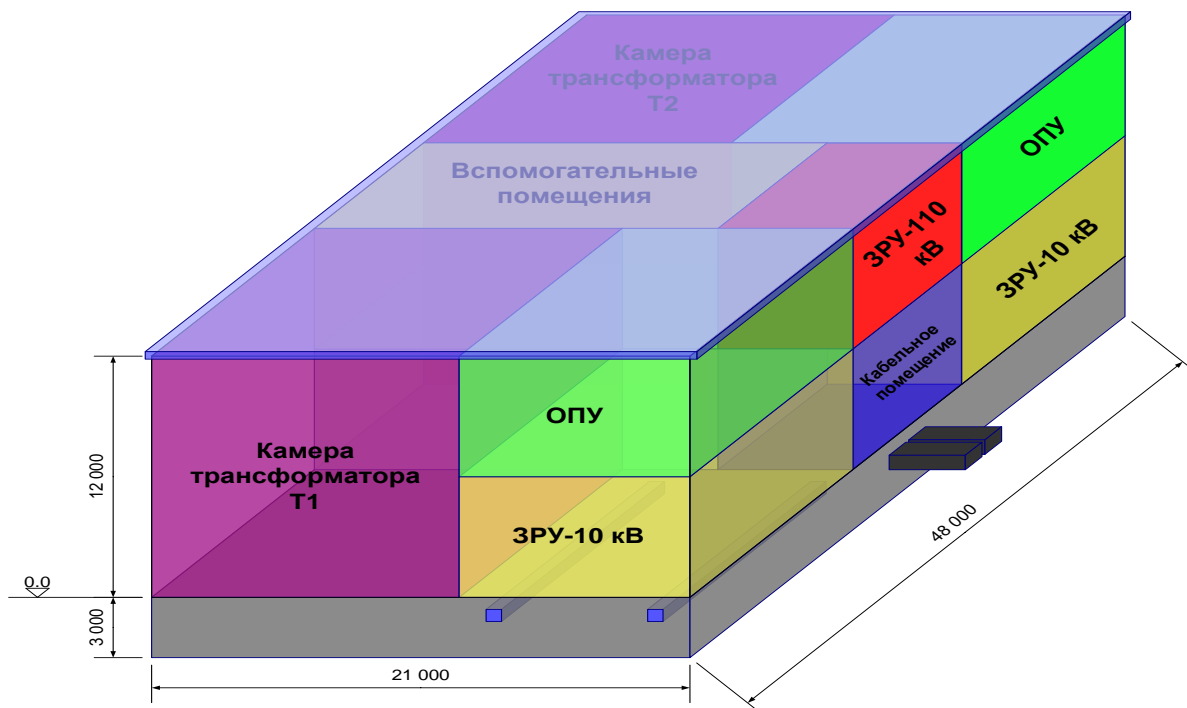


Рис. 3.17. Закрытая подстанция напряжением 110/10 кВ

Особенностью исполнения закрытых подстанций является то, что они питаются, как правило, по кабельным линиям напряжением 35–110–220 кВ (см. раздел 3.3) – это дополнительно экономит территорию и позволяет размещать подстанции внутри жилых кварталов, а в промышленных условиях – рядом с крупными цехами или встраивая непосредственно в здание цеха.

3.4.5. Выбор числа и мощности трансформаторов подстанции

На подстанции число трансформаторов в большинстве случаев принимается равным двум – это позволяет обеспечить надёжную работу даже потребителей 1 категории надёжности электроснабжения при достаточно простой схеме и конструкции понизительной подстанции.

При наличии на промышленном предприятии одной подстанции и отсутствии электрической связи с другими источниками, трансформаторы питают всю нагрузку предприятия. В этом случае на подстанции устанавливаются два силовых трансформатора и их мощность выбирается примерно равной 0,7–0,8 суммарной нагрузки предприятия. Следует иметь в виду, что загрузка трансформаторов подстанции в нормальном режиме может быть несколько выше 0,7, если на предприятии имеются потребители 3-й категории, которые в послеаварийном режиме можно временно отключить.

Номинальная мощность силовых трансформаторов подстанции определяется из условия получения из энергосистемы всей необходимой расчётной активной мощности предприятия P_P^{VI} и нормированного значения реактивной мощности $Q_Э$, зависящей от класса напряжения электрической сети, питающей подстанцию предприятия (соответствуют шестому уровню системы электроснабжения – см. раздел 2.5.2, рис. 2.10 и выражение 2.3.2)

$$\begin{aligned} P_P^{VI} &= P_P^V + \Delta P_{Т.ГПП}; \\ Q_Э &= P_P^{VI} \cdot \operatorname{tg}\varphi_Э; \\ Q_Э^V &= Q_Э - \Delta Q_{Т.ГПП}; \end{aligned} \quad (3.10)$$

$$S_P^V = \sqrt{(P_P^V)^2 + (Q_Э - \Delta Q_{Т.ГПП})^2},$$

где $P_{P.ГПП}^V$ – расчётная активная нагрузка на шинах 10 кВ подстанции (на пятом уровне); $\Delta P_{Т.ГПП}$ и $\Delta Q_{Т.ГПП}$ – потери активной и реактивной мощности в трансформаторах подстанции; $\operatorname{tg}\varphi_Э$ – коэффициент реактивной мощности, задаваемый предприятию на стороне высшего напряжения подстанции (см. разделы 2.5.2 и 4.6); $Q_Э^V$ – реактивная мощность, поступающая из энергосистемы в электрическую сеть предприятия на её пятый уровень; S_P^V – полная расчётная мощность, поступающая из энергосистемы и проходящая через трансформаторы подстанции в электрическую сеть предприятия на её пятый уровень.

Примечание. Не нужно путать расчётную реактивную мощность предприятия Q_p^V на пятом уровне системы электроснабжения с мощностью Q_3^V . Разница реактивной мощности $\Delta Q = Q_p^V - Q_3^V$ компенсируется устройствами компенсации реактивной мощности, устанавливаемых на предприятии (см. раздел 4).

С учётом изложенного номинальная мощность каждого трансформатора определяется по полной мощности предприятия на пятом уровне

$$S_{T,НОМ} \geq \frac{S_p^V}{N_T \cdot K_{з,доп}} = \frac{\sqrt{(P_p^V)^2 + (Q_3^V - \Delta Q_{Т,ПП})^2}}{N_T \cdot K_{з,доп}}, \quad (3.11)$$

где $K_{з,доп} = 0,7$ – допустимый коэффициент загрузки трансформаторов подстанции в нормальном режиме работы системы электроснабжения.

3.5. Внутривзаводские электрические сети напряжением 6–10 кВ

Внутривзаводское распределение электроэнергии выполняется по радиальным, магистральным или смешанным схемам в зависимости от территориального размещения нагрузок, их величин, требуемой степени надежности питания и других особенностей рассматриваемого промышленного объекта. Все три вида схем нашли широкое распространение в СЭС действующих ПП [9, 23, 42].

3.5.1. Радиальные схемы

Радиальные схемы целесообразны, когда потребители расположены в различных направлениях от пункта питания (подстанции, распределительного пункта). Наиболее характерные типы радиальных схем приведены на рис. 3.18.

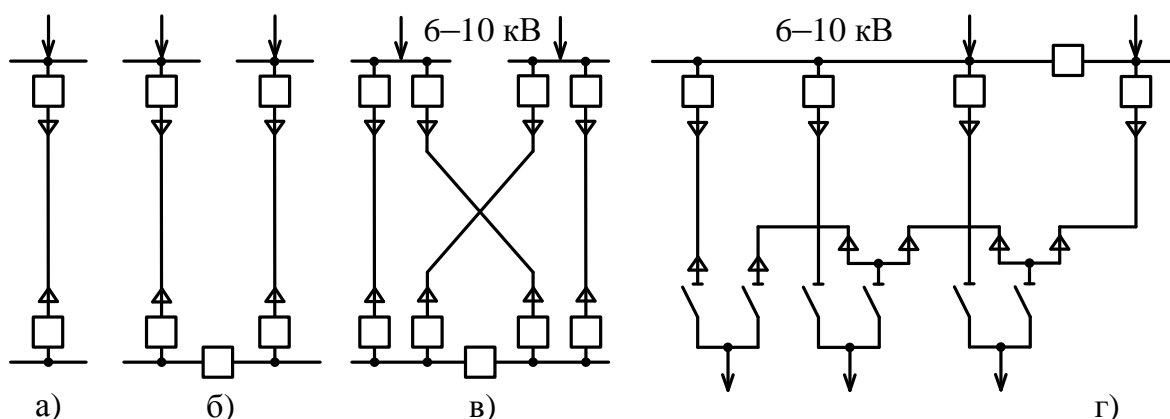


Рис. 3.18. Радиальные схемы: а – одноцепная; б – двухцепная; в – перекрёстная двухцепная; г – одиночные радиальные с общей резервной магистралью

Схемы распределения электроэнергии внутри промышленных предприятий, как правило, имеют ступенчатое построение. Число ступеней зависит от мощности предприятия и распределения нагрузок на его территории. В большинстве случаев применяются одно- или двухступенчатые схемы, т. к. большее число ступеней усложняет коммутацию, релейную защиту и, самое главное, увеличивает капитальные вложения в электрические сети. Схемы с числом ступеней более двух допускается выполнять при их технико-экономическом обосновании.

На первой ступени распределения электроэнергии по кабельным сетям напряжением 6–10 кВ целесообразно применение радиальных схем, связывающих пункты питания главной понизительной подстанции с промежуточными высоковольтными распределительными пунктами РП, к которым подключаются линии второй ступени распределения электроэнергии – цеховые ТП, высоковольтные электроприемники (рис. 3.19).

Сооружение РП, как правило, целесообразно при числе отходящих от нее линий не менее восьми. Вопрос об установке высоковольтного РП в цехе, или для группы цехов необходимо рассматривать при наличии в них высоковольтных потребителей электроэнергии и, прежде всего, электродвигателей.

На второй ступени распределения электроэнергии от РП к цеховым ТП и отдельным электроприемникам на напряжение 6, 10 кВ могут быть применены также радиальные или магистральные схемы. Вся коммутационная аппаратура устанавливается на РП, а в цеховых ТП предусматриваются только выключатели нагрузки, разъединители или же в большинстве случаев выполняется глухое присоединение трансформаторов.

Питание двухтрансформаторных подстанций радиальными линиями осуществляется от разных секций: сборных шин РП (ГПП). Пропускная способность каждой линии и трансформатора рассчитывается на покрытие всех нагрузок в нормальном режиме и дополнительно ответственных нагрузок 1-й и 2-й категорий в послеаварийном режиме, когда выходит из работы одна линия или один трансформатор.

При применении радиальных схем осуществляется глубокое секционирование всей СЭС, начиная от основных центров питания и кончая сборными шинами напряжением до 1000 В цеховых подстанций и низковольтных распределительных пунктов. На секционных аппаратах обычно предусматривается АВР.

3.5.2. Магистральные схемы

Магистральные линии целесообразны при последовательном расположении групп электроприемников на территории предприятия. При магистральных схемах уменьшается число ячеек распределительных устройств ГПП или РП, к которым подключаются отходящие линии – в этом заклю-

чается одно из преимуществ магистральных схем распределения электроэнергии.

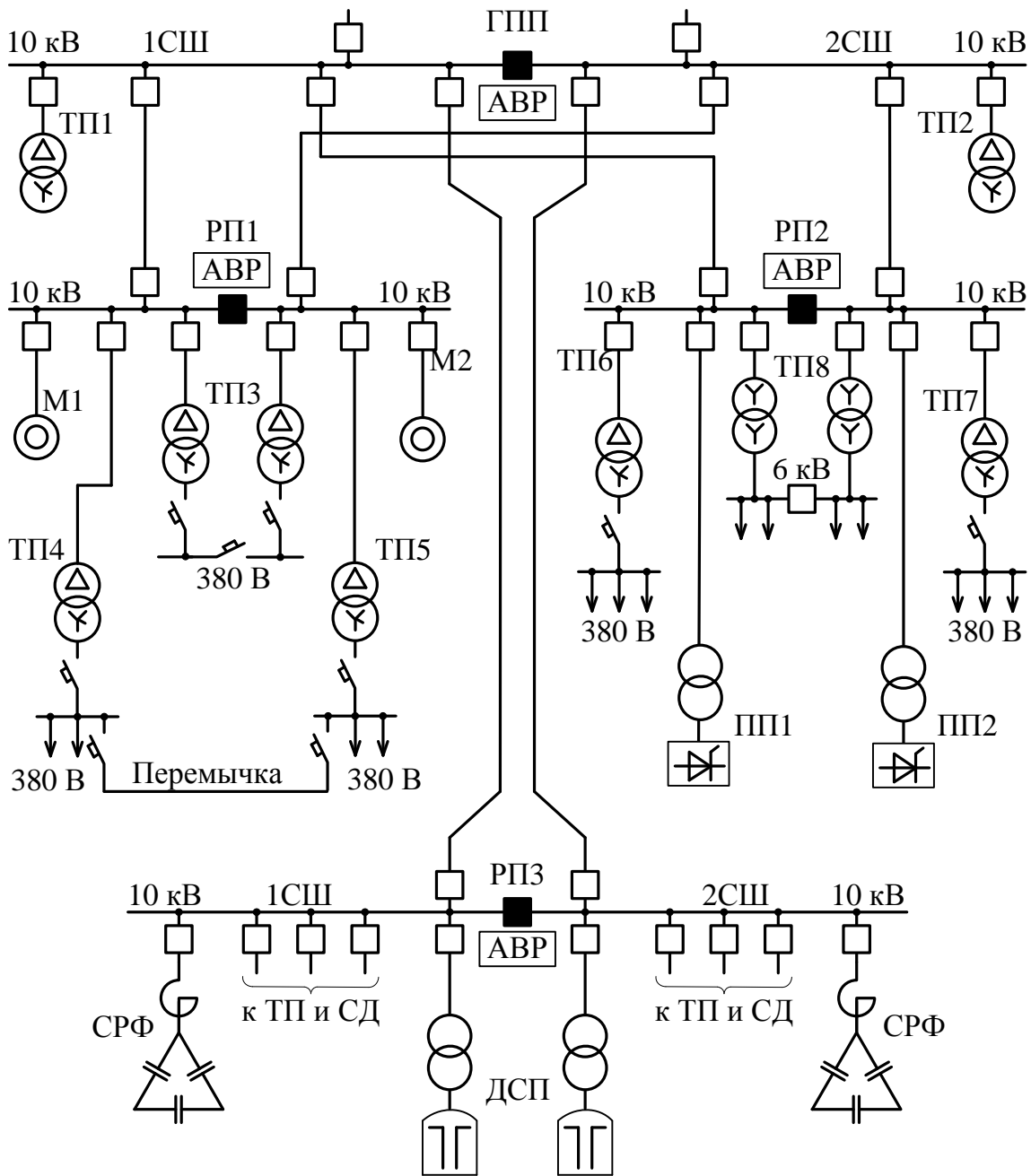


Рис. 3.19. Двухступенчатая радиальная схема электроснабжения

На многих ПП, прежде всего крупных, токи коротких замыканий в системе электроснабжения имеют достаточно большие значения (5–20 кА) и сечение кабельных линий, отходящих от сборных шин ГПП или РП, приходится завышать исходя из условий их термической стойкости. В этих случаях магистральные схемы позволяют лучше, чем радиальные, использовать сечение кабелей, выбранное по экономической плотности тока и проверенное на термическую стойкость к токам короткого замыкания.

Магистральные схемы имеют большое количество вариантов конфигурации. Рассмотрим наиболее применяемые.

Одиночные магистрали без резервирования (рис. 3.20, а) могут быть применены лишь в тех случаях, когда допустим перерыв питания не только на время отыскания и отключения поврежденного участка магистрали, но и его восстановления.

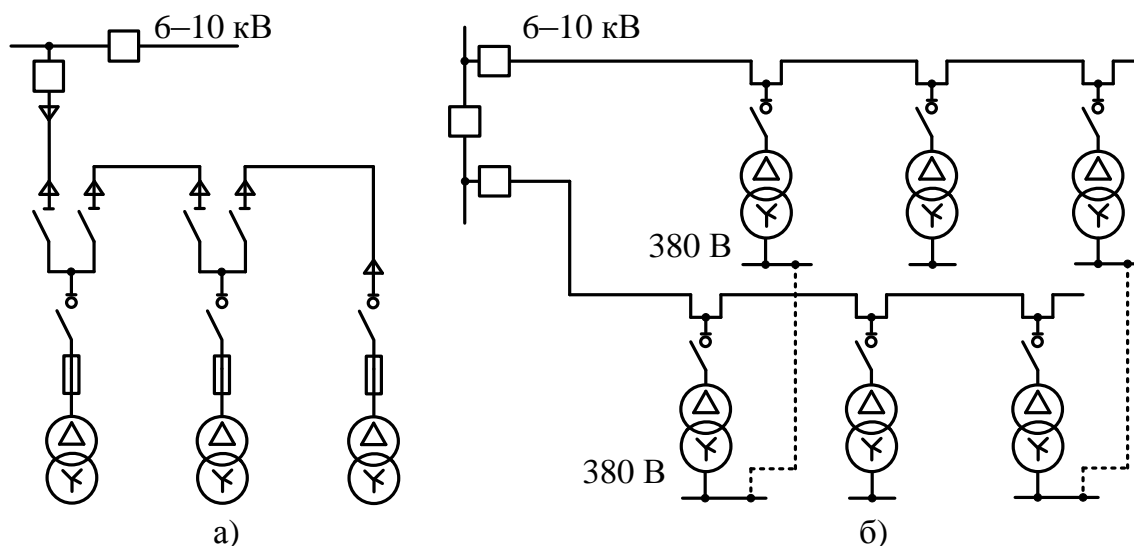


Рис. 3.20. Одиночные магистральные линии

Такие схемы применяются для потребителей 3-й категории. Недостатком одиночных магистральных схем является невозможность резервирования по вторичному напряжению соседних однострансформаторных подстанций, т. к. они питаются от одной магистрали и при отключении ее обесточиваются одновременно все ТП. Для устранения этого недостатка близко расположенные однострансформаторные подстанции, питаемые от разных одиночных магистралей, можно резервировать по низковольтной стороне (рис. 3.20, б).

Ко второй группе магистральных схем относятся схемы с несколькими (двумя и более) параллельными сквозными магистралями, которые являются схемами высокой надежности и могут быть применены для питания потребителей любой категории.

Двойные сквозные магистрали подключаются к ГПП или РП с двумя секциями сборных шин и применяются, в частности, для питания двухтрансформаторных подстанций без сборных шин на высшем напряжении (рис. 3.21, а) или РП с двумя секциями сборных шин (рис. 3.21, б). Первая схема имеет широкое применение на ПП, а вторая используется реже – для питания энергоёмких предприятий.

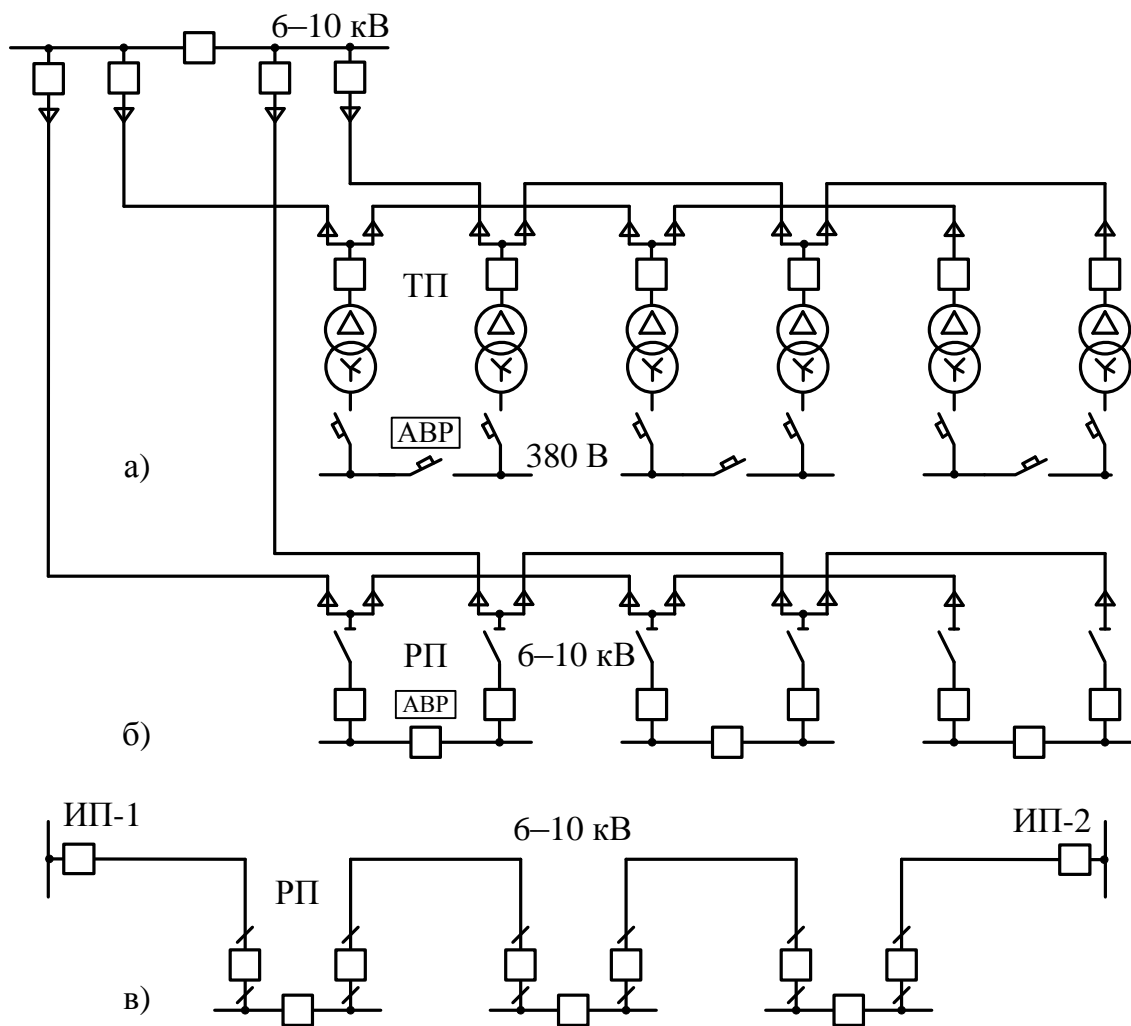


Рис. 3.21. Магистральные схемы

Каждый трансформатор двухтрансформаторной подстанции или каждая секция спорных шин РП питается от различных магистралей. Каждая магистраль рассчитана на покрытие основных нагрузок ТП или РП с учетом допустимой её перегрузки. Секции сборных шин распределительных устройств ТП или РП нормально работают отдельно, а в случае аварии на одной из магистралей электроприёмники переключаются на оставшуюся в работе магистраль. При необходимости это может быть сделано автоматически при помощи устройств АВР, установленных на секционных автоматах ТП или секционных выключателях РП.

Число трансформаторов, присоединяемых к одной магистрали, зависит от значений электрических нагрузок питаемых объектов. Чем больше мощность трансформаторов, тем меньшее число их можно присоединить к одной магистрали: не более двух-трех трансформаторов мощностью 1000–2500 кВ·А и не более трех-четырех мощностью 250–630 кВ·А.

На рис. 3.21, в приведена магистральная схема питания высоковольтных распределительных пунктов от двух источников питания ИП1 и ИП2 – от двух разных подстанций. На рис. 3.22 показан пример питания электроприёмников крупного цеха по нескольким магистральным линиям напряжением 6–10 кВ.

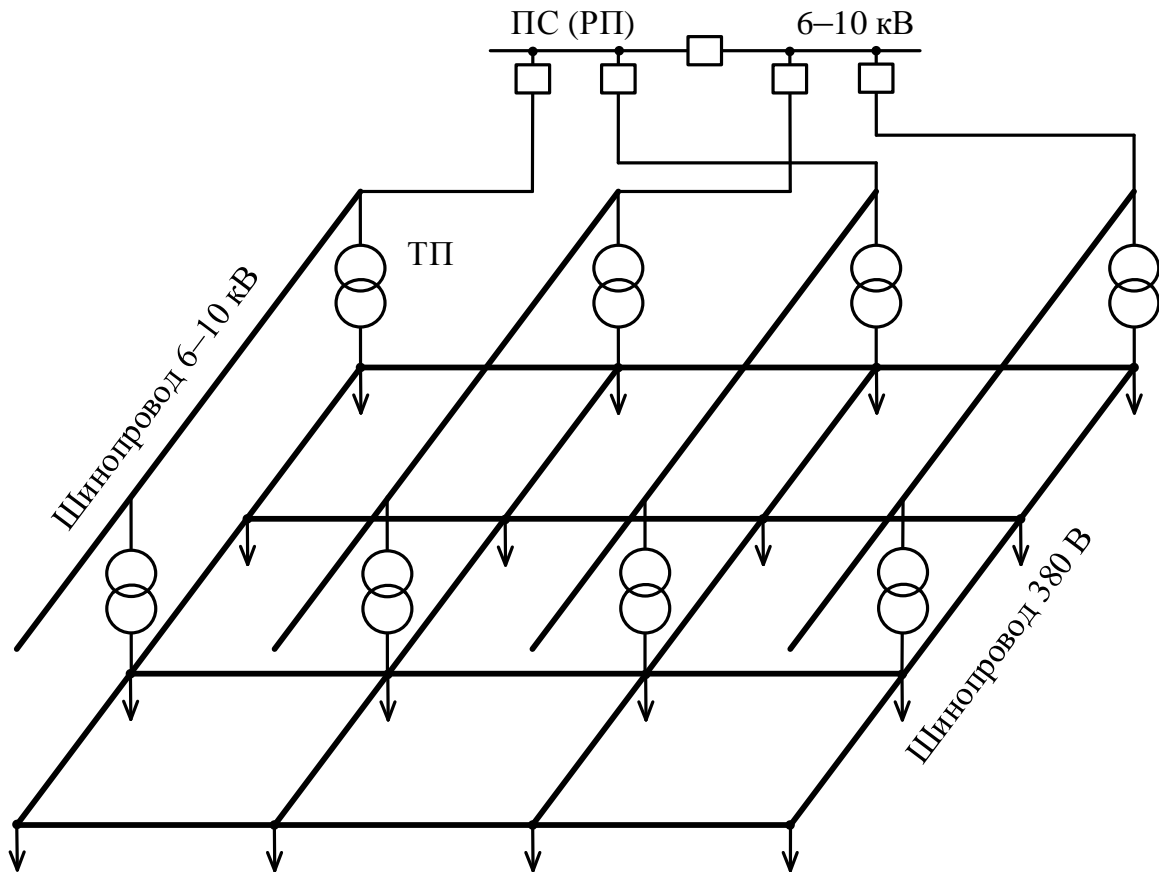


Рис. 3.22. Схема электроснабжения цеха по магистральным линиям

3.5.3. Конструктивные исполнения внутризаводских электрических сетей

Для распределения электрической энергии на промышленных предприятиях широко используются кабельные линии напряжением 6–10 кВ. Долгие годы преобладали кабели с пропитанной бумажной изоляцией (БПИ) – рис. 3.23. Это связано с тем, что БПИ являлась единственным видом изоляции на данное напряжение. Наряду с этим шёл интенсивный поиск изоляционного материала на основе полимерных композиций, который обладал бы значительными преимуществами и мог заменить БПИ. Такой материал был получен на основе полиэтилена и получил название «сшитый полиэтилен» – СПЭ.

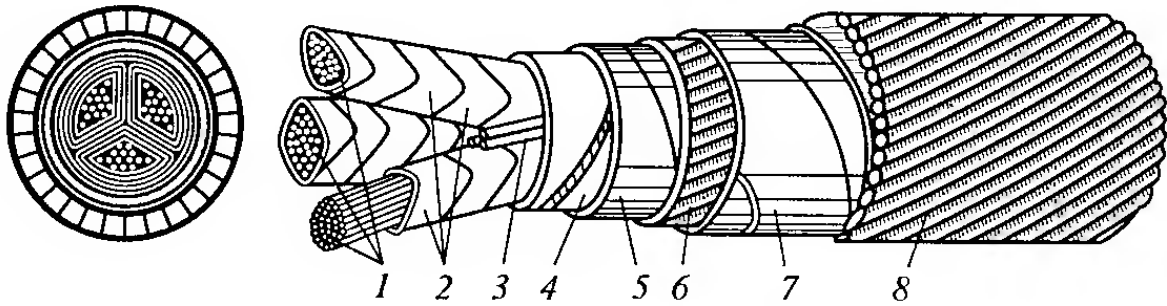


Рис. 3.23. Кабель с бумажной изоляцией напряжением 10 кВ типа СБ или АСБ: 1 – медные или алюминиевые жилы; 2 – фазная изоляция из пропитанной бумаги; 3 – наполнитель из джута; 4 – поясная изоляция из пропитанной маслом бумаги; 5 – свинцовая оболочка; 6 – джутовая прослойка; 7 – броня из стальной ленты; 8 – джутовый покров

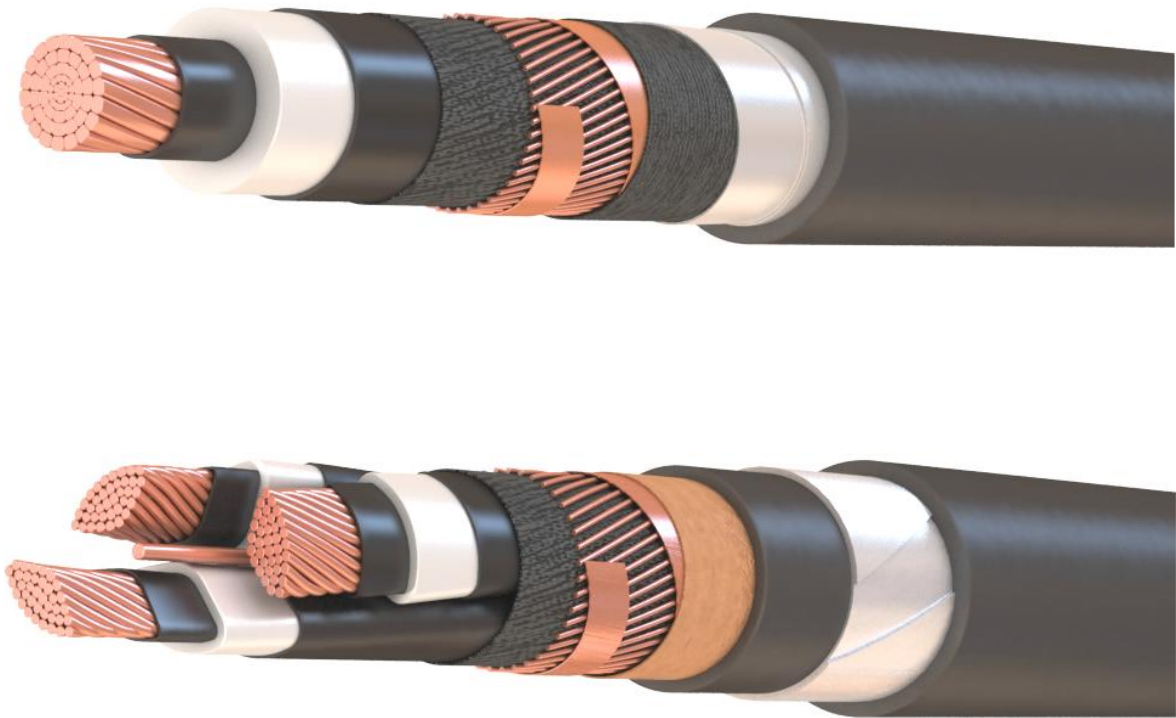


Рис. 3.24. Силовой одножильный и трёхжильный бронированный кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена напряжением 10 кВ (слева направо): многопроволочная токопроводящая жила; полупроводящий слой; фазная изоляция из сшитого полиэтилена; полупроводящий слой; разделительный слой; экран из медных проволок; разделительный слой из бумаги; внутренняя оболочка из полиэтилена; броня металлическая; внешняя оболочка из полиэтилена

Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) призваны заменить устаревшие кабели с пропитанной бумажной изоляцией. В настоящее время многие страны практически полностью перешли на использование силовых кабелей среднего напряжения с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) и имеют положительный опыт их эксплуатации. Так, в США и Канаде данные кабели занимают 85 % всего рынка силовых кабелей, в Германии и Дании – 95 %, а в Японии, Франции, Финляндии и Швеции – 100 %.

Конструктивно кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена выпускаются в однофазном и трёхфазном исполнении – рис. 3.24.

В последнее время в России ведущие энергосистемы также ориентированы на использование кабелей среднего напряжения с изоляцией из СПЭ при прокладке новых кабельных линий и замене либо капитальном ремонте старых. Переход на кабели с изоляцией из СПЭ взамен кабелей с БПИ обусловлен рядом неоспоримых преимуществ СПЭ:

- более высокая надёжность в эксплуатации;
- меньшие расходы на содержание кабельных линий;
- низкие диэлектрические потери (коэффициент диэлектрических потерь 0,001 вместо 0,008);
- высокая стойкость к повреждениям;
- большая пропускная способность за счёт увеличения допустимой температуры нагрева жил: длительной (90 °С вместо 70 °С), при перегрузке (130 °С вместо 90 °С);
- более высокий ток термической устойчивости при коротком замыкании (250 °С вместо 200 °С);
- низкое влагопоглощение;
- меньший вес, диаметр и радиус изгиба, что облегчает прокладку на сложных трассах;
- возможность прокладки на трассах с неограниченной разностью уровней;
- более экологичный монтаж и эксплуатация (отсутствие свинца, масла, битума).

При монтаже и ремонте кабельных линий применяют концевые и соединительные кабельные муфты – 3.25.

Кабели прокладывают в земляных траншеях, туннелях, каналах, блоках, на кронштейнах, по эстакадам, стенам зданий и другим сооружениям [9, 25, 31, 52].

Прокладка кабелей в земляных траншеях (рис. 3.26, а). Она является наиболее простой и дешевой. Защита от механических повреждений при этом обеспечивается прикрытием кабеля кирпичом или бетонными плитами. В качестве кабельной подушки применяют просеянную землю или песок. Глубина прокладки кабеля не менее 0,7 м от поверхности земли. Рас-

стояние между кабелями напряжением до 10 кВ при параллельной прокладке должно быть не менее 100 мм.

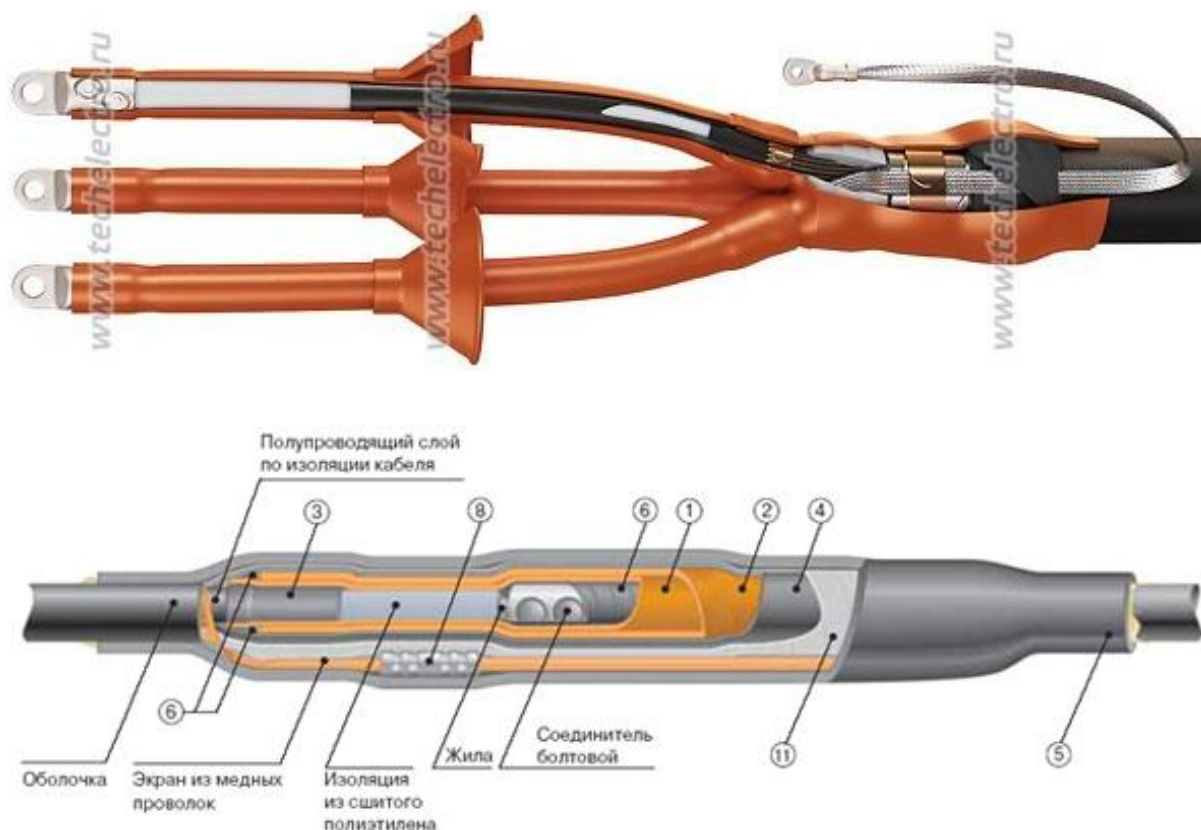


Рис. 3.25. Концевая и соединительная муфты

При прокладке на меньшей глубине (0,5 м), например, при вводе в здание, кабель должен иметь надежную защиту от механических повреждений, т. е. должен быть заключен в металлическую или асбоцементную трубу. Вдоль различного рода сооружений силовые кабели прокладывают на расстоянии не менее: 0,6 м до фундаментов зданий; 0,5 м до трубопроводов; 2 м до теплопроводов.

В местах пересечений с железнодорожными путями и автомобильными дорогами кабели для защиты от механических повреждений заключают в пластиковые или асбоцементные трубы.

Прокладка в блоках (рис. 3.26, б) весьма надёжна, но не экономична по стоимости и по пропускной способности кабелей. Она применяется очень редко, когда по местным условиям недопустимы простые и дешёвые способы прокладки, а именно: при наличии блуждающих токов. При агрессивных грунтах, вероятности разлива металла или агрессивных жидкостей, а также при большом насыщении территории предприятия различными подземными коммуникациями и технологическими сооружениями.

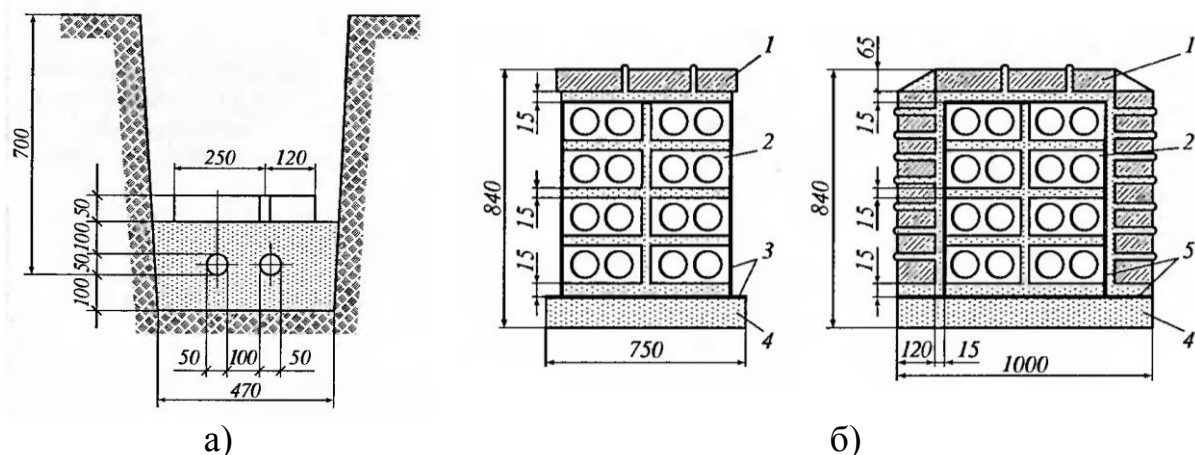


Рис. 3.26. Прокладка кабелей в земляных траншеях и железобетонных блоках

Прокладка кабелей в каналах (рис. 3.27, а). Она может быть наружной и внутренней. Железобетонные каналы для прокладки могут быть *подземными* с заглублением на 300–700 мм или *полуподземными*, выступающими на 150–350 мм над планировочными отметками. При прокладке кабелей внутри зданий (в цехах) каналы перекрываются несгораемыми плитами.

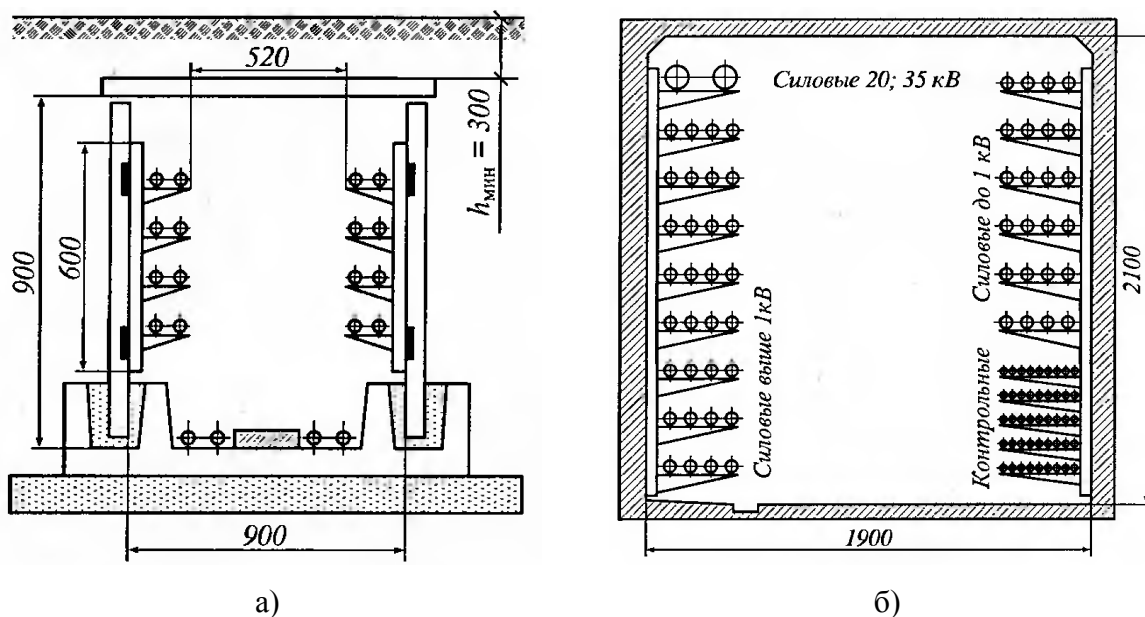


Рис. 3.27. Прокладка кабелей в кабельном канале и туннеле

Прокладка кабелей в туннелях (рис. 3.27, б). Это наиболее дорогой способ прокладки, поэтому его можно применять при большом числе кабелей (30 и более) и при отсутствии возможности сооружения кабельной эстакады открытого или закрытого типа. При прокладке кабелей в туннелях на территории промышленных предприятий должны быть предусмотрены противопожарные меры (деление туннеля на отсеки с независимой вентиляцией, наличие люков для пожаротушения и др.).

Прокладка кабелей на эстакадах. В последнее время этот способ широко применяют на предприятиях ряда отраслей промышленности с большими концентрированными нагрузками и при наличии в грунте химических реагентов, блуждающих токов и различных почвенных коррозионных агентов, исключающих прокладку кабелей другими способами.

Преимущества данной прокладки кабелей – удобство монтажа и эксплуатации, возможность ведения монтажных работ вне зависимости от полной готовности всего объекта, малая вероятность механических повреждений.

Кабельные эстакады (рис. 3.28) строят в виде открытого наружного сооружения или в виде кабельной галереи открытого типа. Для прокладки кабелей можно также использовать эстакады, где могут также располагаться различного рода технологические трубопроводы.

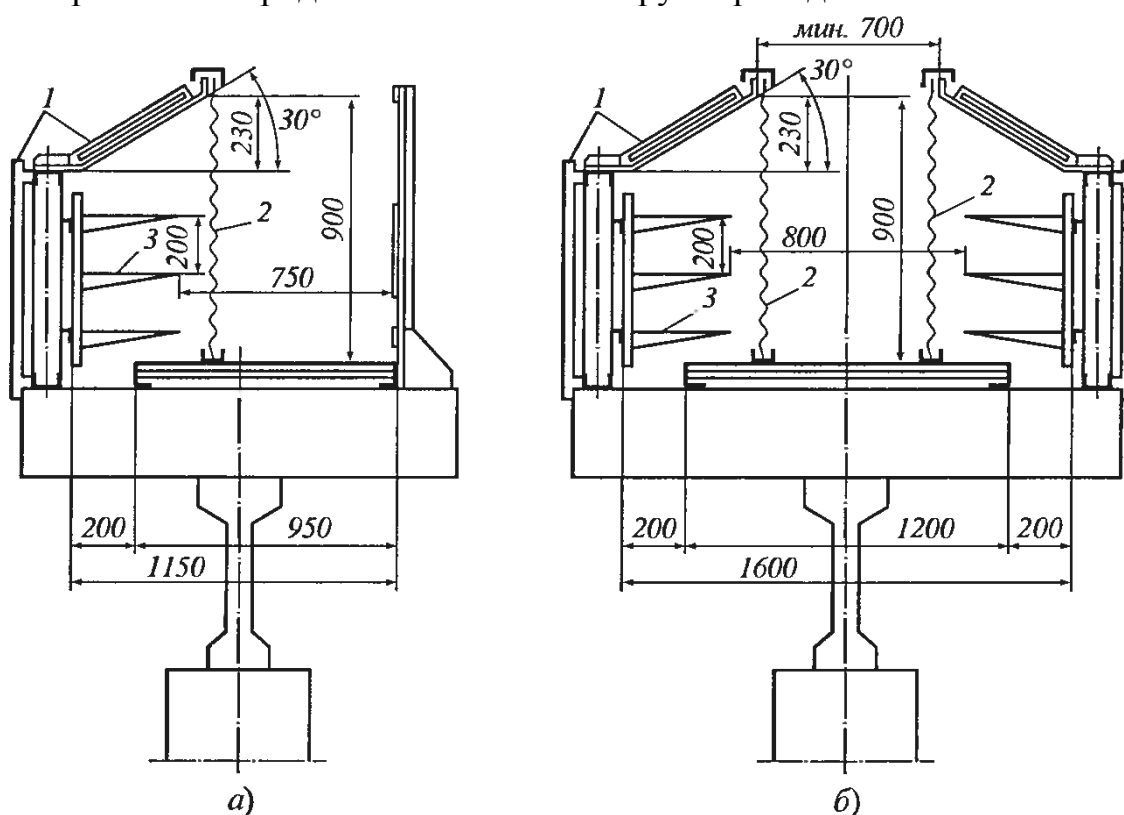


Рис. 3.28. Прокладка кабелей на эстакадах:
а – проходная односторонняя; б – двухсторонняя

Прокладка кабеля в туннелях, каналах и блоках обеспечивает хорошую защиту их от механических повреждений и облегчает ремонт, который при таких видах прокладки производят без земляных работ, не нарушая пешеходного, автомобильного и других видов движения. Однако такая прокладка кабеля стоит значительно дороже и поэтому применяется только для особо ответственных линий или магистралей с большим числом прокладываемых кабелей.

3.5.4. Расчёты электрических сетей

3.5.4.1. Расчет питающих линий

Сечение кабелей напряжением 6–10–20 кВ определяется по экономической плотности тока и проверяется по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки, току перегрузки в послеаварийном режиме, потере напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к токам короткого замыкания [25, 39, 43].

1. Расчетный ток, протекающий по кабельной линии в нормальном режиме

$$I_{P.K} = \frac{S_{P.K}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (3.12)$$

где $S_{P.K}$ – мощность, передаваемая по кабельной линии в нормальном режиме:

– при питании электроприёмников на разных уровнях системы электро-снабжения определяется по их расчётной мощности – см. раздел 2.4.2;

– при питании однотрансформаторной цеховой подстанции – номинальная мощность силового трансформатора;

– при питании двухтрансформаторной подстанции – номинальная мощность одного трансформатора с учётом коэффициента его загрузки в нормальном режиме ($S_{P.K} = K_{з.н} \cdot S_{T.НОМ}$);

– для магистральной линии мощность $S_{P.K}$ должна определяться для каждого участка путем суммирования номинальных мощностей трансформаторов с учётом коэффициента их загрузки в нормальном режиме работы ($S_{P.K} = \sum K_{з.нi} \cdot S_{T.НОМi}$), питающихся по данному участку магистральной линии;

– при питании распределительного устройства напряжением 6–10 кВ – нагрузка, потребляемая одной секцией сборных шин.

2. Сечение кабельной линии напряжением 6–10–20 кВ первоначально определяется по экономической плотности тока

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{P.K}}{j_{\text{э}}}. \quad (3.13)$$

где $j_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока, зависящая от типа кабеля и продолжительности T_M использования максимума нагрузки [39, табл. 1.3.36].

По результату расчета выбирается кабель, имеющий ближайшее меньшее стандартное сечение по отношению к $F_{\text{э}}$. При выборе типа исполнения кабеля должны учитываться условия окружающей среды. Для выбранного кабеля по таблицам находят длительно допустимый ток $I_{дл.доп.т.}$.

Примечание. Сечение кабеля напряжением до 1 кВ определяется только по длительно допустимому току.

3. Фактический допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки рассчитывается по формуле

$$I_{\text{дл.доп.ф}} = K_{\text{п}} \cdot K_{\text{т}} \cdot I_{\text{дл.доп.т}} > \frac{I_{\text{р.к}}}{n_{\text{к}}}, \quad (3.14)$$

где $K_{\text{п}}$ – поправочный коэффициент, учитывающий число параллельно прокладываемых кабелей; $K_{\text{т}}$ – поправочный коэффициент, учитывающий температуру среды, в которой прокладывается кабель; $n_{\text{к}}$ – число запараллеленных кабелей в кабельной линии.

Согласно ПУЭ для кабельных линий, прокладываемых по трассам с различными условиями охлаждения, сечения кабелей должны выбираться по участку трассы с худшими условиями охлаждения, если его длина составляет более 10 м. Например, при прокладке кабеля в траншее и кабельном канале цеха коэффициент $K_{\text{т}}$ берется по температуре цеха не ниже +20–25 °С.

4. Под послеаварийным режимом кабельной линии будем понимать режим, когда выходит из строя одна из двух кабельных линий, питающих потребителей 1 и 2-й категорий. При этом нагрузка на линию удваивается, то есть $I_{\text{ав}} = 2 \cdot I_{\text{р.к}}$. Допустимая перегрузка кабеля в указанном режиме

$$I_{\text{ав}} - K_{\text{ав}} \cdot I_{\text{дл.доп.ф}} > \frac{I_{\text{р.к}}}{n_{\text{к}}}, \quad (3.15)$$

где $K_{\text{ав}}$ – коэффициент перегрузки кабеля.

5. Потеря напряжения в кабельной линии

$$\Delta U = \frac{P_{\text{р.к}} \cdot r_0 \cdot L_{\text{к}} + Q_{\text{р.к}} \cdot x_0 \cdot L_{\text{к}}}{n_{\text{к}} \cdot U_{\text{ном}}^2} \cdot 100 \leq \Delta U_{\text{доп}} = 5 \%, \quad (3.16)$$

где $P_{\text{р.к}}$, $Q_{\text{р.к}}$ – расчетные активная и реактивная нагрузки, передаваемые по кабельной линии в послеаварийных режимах; x_0 , r_0 – удельные индуктивное и активное сопротивления кабеля; $L_{\text{к}}$ – длина кабельной линии.

6. На этом предварительный расчет кабельных линий для нормального и аварийного режимов заканчивается. Полученные сечения кабелей используются при расчете токов короткого замыкания, после которого определяется сечение кабеля $F_{\text{т.с}}$ по термической стойкости к токам короткого замыкания

$$F_{\text{т.с}} = \frac{I_{\text{к.п}} \cdot \sqrt{t_{\text{р.з}} + t_{\text{о.в}} + T_{\text{А}}}}{C}, \quad (3.17)$$

где $I_{\text{к.п}}$ – действующее значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания в начале кабельной линии, А; $t_{\text{р.з}}$ – время отключения короткого замыкания релейной защитой (селективной токовой защитой), с; $t_{\text{о.в}}$ – полное время отключения выключателя, с; $T_{\text{А}}$ – время протекания апериодической составляющей тока короткого замыкания, с; C – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля, например для

кабелей напряжением 10 кВ с алюминиевыми жилами и полихлорвинило-
вой изоляцией $C = 78 \frac{A \cdot c^{1/2}}{мм^2}$.

Для оценки теплового воздействия токов короткого замыкания на отдельные элементы системы электроснабжения необходимо найти время отключения короткого замыкания. С этой целью строят диаграмму срабатывания релейной защиты (селективной токовой защиты) с учётом ступенной селективности устройств релейной защиты на разных уровнях системы электроснабжения.

Величина ступени селективности Δt зависит от вида защиты и элементной базы, на основе которой выполнена эта защита. Рассмотрим применяемые величины ступеней селективности [16]:

1. Современные автоматические выключатели напряжением до 1 кВ имеют, как правило, ступень селективности равную 0,1 с. В то же время есть выключатели, имеющие значительно большие ступени селективности, например, выключатели серии «Электрон» имеют $\Delta t = 0,2-0,25$ с.

2. Все защиты электрической сети напряжением выше 1 кВ имеют большие значения ступени селективности, которые, в основном, определяются элементной базой устройств релейной защиты:

2.1. Для защит, выполненных на основе электромеханических реле, $\Delta t = 0,5-0,7$ с. Принимают $\Delta t = 0,5$ с.

2.2. Для защит, выполненных на основе полупроводниковых элементов (статические реле), а также микропроцессорных защит отечественного производства, $\Delta t = 0,4$ с.

2.3. Для микропроцессорных (цифровых) защит иностранного производства $\Delta t = 0,3$ с.

На рис. 3.29 приведен фрагмент схемы электроснабжения, на которой показано формирование диаграммы срабатывания релейной защиты (селективной токовой защиты) на разных уровнях системы электроснабжения. Здесь принято, что величина ступени селективности для автоматических выключателей напряжением до 1 кВ принята равной $\Delta t = 0,1$ с, а для устройств защиты электрической сети напряжением 6–10 кВ – равной $\Delta t = 0,4$ с.

Если сечение кабеля F_{Σ} , определённое по экономической плотности тока, оказывается меньше сечения $F_{Т.С.}$, то сечение кабеля увеличивают до термически стойкого к токам короткого замыкания сечения $F_{Т.С.}$. При $F_{\Sigma} \geq F_{Т.С.}$ сечение кабеля выбирают по экономической плотности тока.

3.5.4.2. Расчёт токов трёхфазного короткого замыкания

Расчеты токов трёхфазного короткого замыкания (КЗ), необходимые для выбора электрооборудования систем электроснабжения, основываются

на положениях «ГОСТ 27517–87. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ». Расчёты токов КЗ производят в именованных или относительных единицах [29, 43]. Рассмотрим второй метод расчёта.

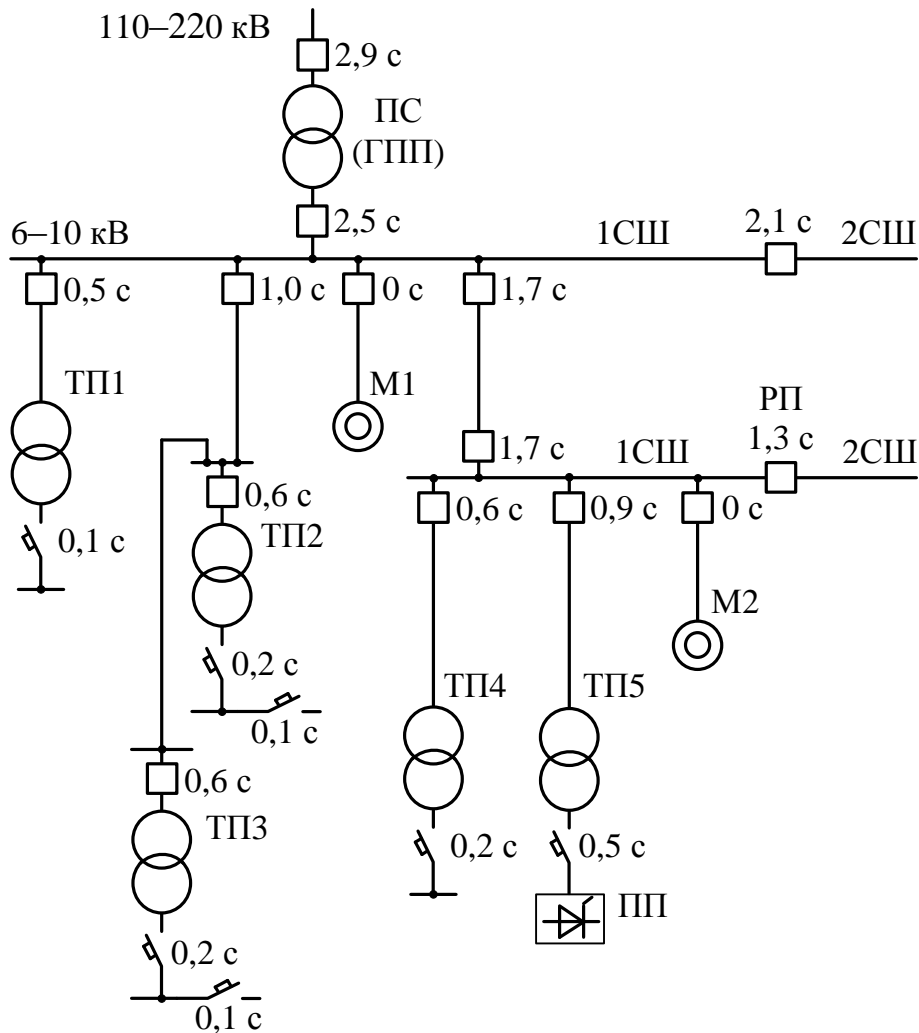


Рис. 3.29. Диаграмма срабатывания релейной защиты

Для выражения всех величин в относительных единицах вводят базисные величины. В качестве независимых базисных величин обычно выбирают **базисную мощность S_B** и **базисное напряжение U_B** . Величина базисной мощности выбирается, исходя из соображений сокращения вычислительной работы и принимается примерно равной мощности источника питания. Если расчёты токов КЗ начинают с электрической сети напряжением 110 кВ, то S_B принимают равной 1000 МВ·А, а для сети напряжением 6–10 кВ – $S_B = 100$ МВ·А.

Базисное напряжение рекомендуют принимать равным напряжению $1,05 \cdot U_N$ для каждой ступени напряжения – $U_{СТ1} = 115$ В, $U_{СТ2} = 10,5$ кВ, $U_{СТ3} = 0,4$ кВ.

Для расчёта токов КЗ составляют принципиальную электрическую схему (рис. 3.30, а), на которой показывают исходную точку (сборные шины), начиная с которой ведётся расчёт. Для исходной точки указывают мощность трёхфазного короткого замыкания $S_{КЗ}$, которая определяется параметрами конкретной электрической сети, и номинальное напряжение данной ступени системы электроснабжения. Ниже рисуют элементы системы электроснабжения, например, воздушную линию электропередачи ВЛ напряжением 110 кВ, трансформатор Т1 подстанции напряжением 110/10 кВ, кабельную КЛ или воздушную ВЛ напряжением 10 кВ, трансформатор Т2 трансформаторной подстанции напряжением 10/0,4 кВ. На принципиальной схеме показывают номинальные напряжения всех ступеней напряжения и точки электрической сети (А, Б, В и др.), для которых будет производиться расчёт токов КЗ.

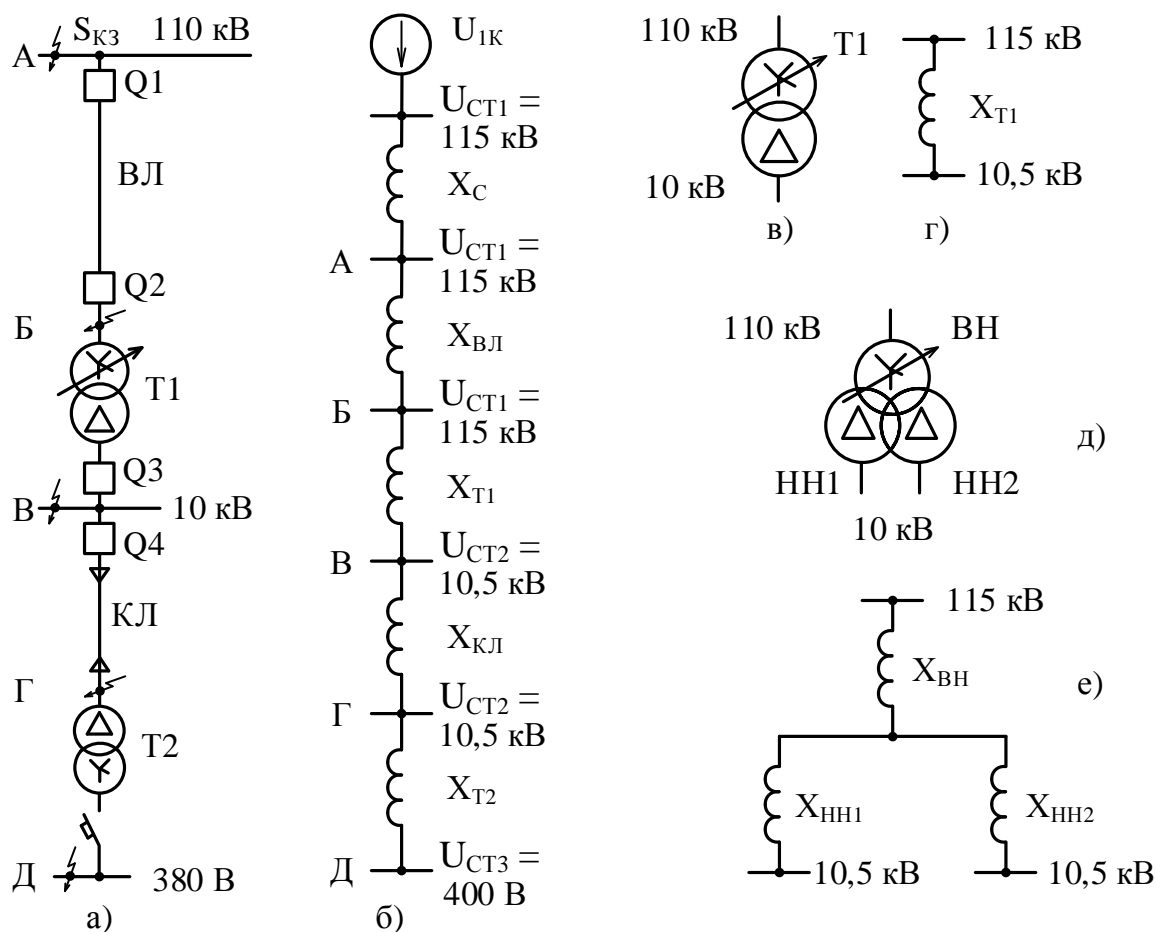


Рис. 3.30. Расчёт токов короткого замыкания

Далее составляется схема замещения электрической сети (рис. 3.30, б), на которой показывают индуктивные и активные сопротивления элементов системы электроснабжения (в нашем случае рассматриваем только реактивные сопротивления), средние напряжения ступеней и расчётные точки.

Рассмотрим определение параметров схемы замещения.

1. Питающая сеть до сборных шин напряжением 110 кВ представляется сопротивлением энергосистемы

$$X_C = \frac{S_B}{S_{КЗ}}. \quad (3.18)$$

2. Сопротивление воздушной линии ВЛ

$$X_{ВЛ} = X_{0.ВЛ} \cdot L_{ВЛ} \cdot \frac{S_B}{U_{СТ1}^2}, \quad (3.19)$$

где $X_{0.ВЛ}$ – удельное индуктивное сопротивление воздушной линии, Ом/км [47, табл. 1.11]; $L_{ВЛ}$ – длина воздушной линии, км.

3. Трансформаторы Т1 с первичным напряжением 35–110–220 кВ могут иметь разное исполнение и сочетание первичных и вторичных обмоток: двухобмоточные, с расщеплённой вторичной обмоткой и трёхобмоточные. Рассмотрим первые два вида трансформаторов.

3.1. Двухобмоточный трансформатор (рис. 3.30, а, б) представляется схемой замещения, состоящей из одного сопротивления

$$X_{Т1} = \frac{U_{К. \%} \cdot S_B}{100 \cdot S_{Т.Н}}, \quad (3.20)$$

где $U_{К. \%}$ – напряжение короткого замыкания, %, справочные данные для трансформаторов с первичным напряжением 35–110–220 кВ представлены в [46, табл. 2.108; 49, табл. 4.2 и 4.3].

3.2. Трансформатор с расщепленной обмоткой низшего напряжения (рис. 3.30, в, г, д) представляется трёхлучевой схемой, в которой один луч соответствует обмотке ВН ($X_{ВН}$), а два других – расщепленной вторичной обмотке НН, состоящей из двух обмоток НН1 и НН2. Сопротивления лучей определяются по выражениям

$$\begin{aligned} X_{ВН} &= 0,125 X_{ВН-НН}; \\ X_{НН1} &= X_{НН2} = 1,75 X_{ВН-НН}, \end{aligned} \quad (3.21)$$

где $X_{ВН-НН}$ – сопротивление трансформатора определяется при объединении обеих вторичных обмоток по выражению (3.20) по значению $U_{К.ВН-НН}$, отнесенному к полной мощности трансформатора.

Общее сопротивление трансформатора по цепи одной вторичной обмотки будет равно

$$X_{Т1} = X_{ВН} + X_{НН1} = (0,125 + 1,75) \cdot X_{ВН-НН} = 1,875 \cdot X_{ВН-НН}. \quad (3.22)$$

4. Сопротивление кабельной линии КЛ

$$X_{КЛ} = X_{0.КЛ} \cdot L_{КЛ} \cdot \frac{S_B}{U_{СТ2}^2}, \quad (3.23)$$

где $X_{0.КЛ}$ – удельное индуктивное сопротивление кабельных линии напряжением 6–10 кВ, Ом/км, [46, табл. 2.63; 49, табл. 9.27 и 9.29]; $L_{КЛ}$ – длина кабельной линии, км.

5. Трансформаторы напряжением 6–10/0,4 кВ относятся к двухобмоточным и их сопротивление определяется по выражению (3.20). Справочные данные о напряжениях короткого замыкания для этих трансформаторов представлены в [46, табл. 2.106; 49, табл. 4.2; 53, табл. 1.1–1.17].

В общем случае для каждой ступени напряжения определяется базисный ток короткого замыкания

$$I_{\text{Бi}} = \frac{S_{\text{Б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СТi}}} \quad (3.24)$$

и потом ток трехфазного короткого замыкания в какой-либо точке, например, N

$$I_{\text{К}}^{(3)\text{N}} = \frac{I_{\text{Бi}}}{X_{\Sigma, \text{N}}} = \frac{S_{\text{Б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СТi}} \cdot X_{\Sigma, \text{N}}}, \quad (3.25)$$

где $X_{\Sigma, \text{N}}$ – суммарное сопротивление от энергосистемы до точки N, приведенное к базисным условиям.

Покажем определение значений токов трёхфазного КЗ для конкретных точек рассматриваемой схемы:

Точка А – в начале ВЛ-110 кВ

$$I_{\text{К}}^{(3)\text{A}} = \frac{S_{\text{Б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СТ1}} \cdot X_{\text{C}}}. \quad (3.26)$$

Точка Б – в конце ВЛ-110 кВ или на стороне высшего напряжения 110 кВ трансформатора 110/10 кВ

$$I_{\text{К}}^{(3)\text{Б}} = \frac{S_{\text{Б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СТ1}} \cdot (X_{\text{C}} + X_{\text{ВЛ}})}. \quad (3.27)$$

Точка В – на стороне низшего напряжения 10 кВ трансформатора Т1

$$I_{\text{К}}^{(3)\text{В}} = \frac{S_{\text{Б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СТ2}} \cdot (X_{\text{C}} + X_{\text{ВЛ}} + X_{\text{Т1}})}. \quad (3.28)$$

Точка Г – в конце кабельной линии КЛ напряжением 10 кВ

$$I_{\text{К}}^{(3)\text{Г}} = \frac{S_{\text{Б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СТ2}} \cdot (X_{\text{C}} + X_{\text{ВЛ}} + X_{\text{Т1}} + X_{\text{КЛ}})}. \quad (3.29)$$

Точка Д – на стороне низшего напряжения 0,4 кВ трансформатора Т2

$$I_{\text{К}}^{(3)\text{Д}} = \frac{S_{\text{Б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СТ3}} \cdot (X_{\text{C}} + X_{\text{ВЛ}} + X_{\text{Т1}} + X_{\text{КЛ}} + X_{\text{Т2}})}. \quad (3.30)$$

Расчеты токов трёхфазного короткого замыкания в электрической сети напряжением 380 В можно провести с использованием положений «ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ».

3.5.4.3. Расчёты потерь напряжения, мощности и электроэнергии

Рассмотрим схему замещения линии трёхфазного тока с симметричной нагрузкой на конце, заданной током \underline{I} и коэффициентом мощности $\cos\varphi_2$. Напряжение \underline{U}_2 в конце линии известно. Вектор напряжения совместим с вещественной осью системы координат. Так как нагрузка имеет индуктивный характер, то вектор тока \underline{I} будет находиться под углом φ_2 к вектору напряжения \underline{U}_2 в сторону отставания – рис. 3.31.

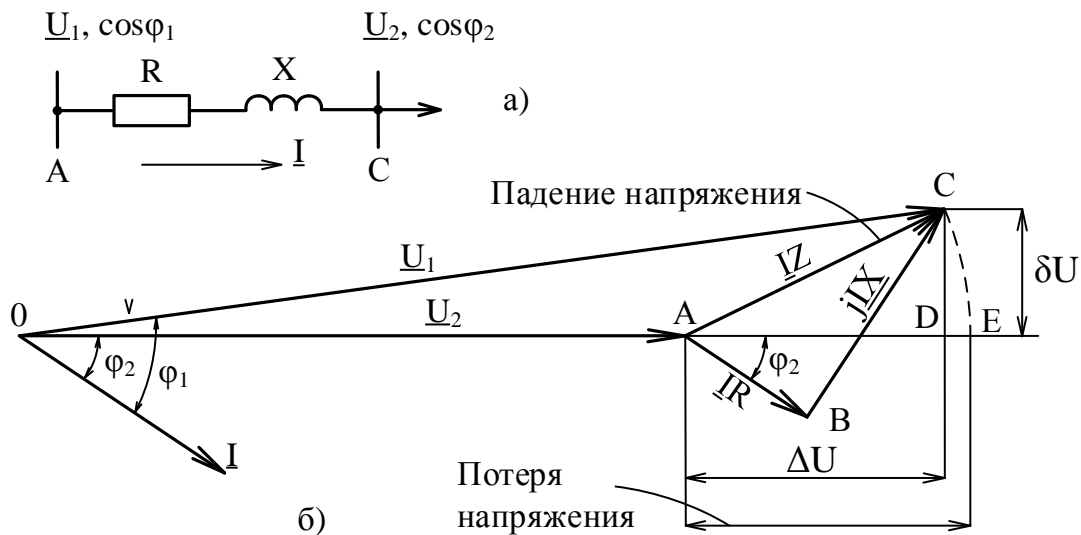


Рис. 3.31. Векторная диаграмма одной фазы трёхфазной линии переменного тока с нагрузкой на конце

Чтобы определить напряжение \underline{U}_1 в начале линии, надо от конца вектора \underline{U}_2 отложить параллельно вектору тока \underline{I} вектор падения напряжения в активном сопротивлении линии R , т. е. $\underline{I} \cdot R$, и под углом 90° к нему в сторону опережения – вектор падения напряжения в реактивном сопротивлении X , т. е. $j\underline{I} \cdot X$ (см. треугольник ABC). Соединив полученную точку C с началом координат O , получим искомый вектор напряжения в начале линии \underline{U}_1 , ориентированный по отношению к току \underline{I} на угол φ_1 .

Геометрическую разность (отрезок AC , численно равный модулю вектора $\underline{I} \cdot Z$)

$$\underline{I} \cdot Z = \underline{U}_1 - \underline{U}_2 = \underline{I} \cdot (R + jX) \quad (3.31)$$

называют **падением напряжения** в рассматриваемой линии.

Алгебраическую разность (отрезок AE) между величиной напряжения источника питания U_1 и величиной напряжения в конце линии U_2 в месте подключения потребителя называют **потерей напряжения**

$$U_1 - U_2. \quad (3.32)$$

Кроме того, различают **продольную составляющую** ΔU (отрезок AD), направленную вдоль вектора напряжения \underline{U}_2 , и **поперечную составляющую** δU (отрезок DC) **падения напряжения** $\underline{I} \cdot Z$.

Для определения потери напряжения может быть использовано довольно громоздкое и неудобное для вычислений выражение [2]

$$U_1 - U_2 = \sqrt{(U_2 + \Delta U)^2 + (\delta U)^2} - U_2 = \sqrt{(U_2 + I \cdot R \cdot \cos \varphi_2 + I \cdot X \cdot \sin \varphi_2)^2 + (I \cdot X \cdot \cos \varphi_2 - I \cdot R \cdot \sin \varphi_2)^2} - U_2. \quad (3.33)$$

Поэтому для практических целей потерю напряжения приравнивают продольной составляющей падения напряжения

$$U_1 - U_2 \approx \Delta U. \quad (3.34)$$

Ошибка от такого допущения не превышает 5 %.

С учётом указанного допущения:

1.1. Потерю напряжения в линии при передаче расчётных активной и реактивной нагрузок (получасового максимума нагрузок) определяют по одному из соотношений [2]

$$\Delta U_{\text{Л}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{P}} \cdot (R_{\text{Л}} \cdot \cos \varphi_2 + X_{\text{Л}} \cdot \sin \varphi_2); \quad (3.35)$$

$$\Delta U_{\text{Л}} = \frac{S_{\text{P}}}{U_{\text{НОМ}}} \cdot (R_{\text{Л}} \cdot \cos \varphi_2 + X_{\text{Л}} \cdot \sin \varphi_2); \quad (3.36)$$

$$\Delta U_{\text{Л}} = \frac{P_{\text{P}} \cdot R_{\text{Л}} + Q_{\text{P}} \cdot X_{\text{Л}}}{U_{\text{НОМ}}} = \frac{P_{\text{P}} \cdot R_0 \cdot L_{\text{Л}} + Q_{\text{P}} \cdot X_0 \cdot L_{\text{Л}}}{U_{\text{НОМ}}}; \quad (3.37)$$

$$\Delta U_{\text{Л.}\%} = \frac{\Delta U}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100, \quad (3.38)$$

где R_0 и X_0 – удельные активное и индуктивное сопротивления линии; $L_{\text{Л}}$ – длина линии.

1.2. Напряжение на сборных шинах РПН, питающегося по линии от трансформаторной подстанции

$$U_{\text{РПН}} = U_{\text{ТП}} - \Delta U_{\text{Л}}. \quad (3.39)$$

1.3. Потерю напряжения в трансформаторе при прохождении через него расчётных нагрузок определяют по одному из соотношений [2]

$$\Delta U_{\text{T}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{P}} \cdot (R_{\text{T}} \cdot \cos \varphi_2 + X_{\text{T}} \cdot \sin \varphi_2); \quad (3.40)$$

$$\Delta U_{\text{T}} = \frac{S_{\text{P}}}{U_{\text{НОМ}}} \cdot (R_{\text{T}} \cdot \cos \varphi_2 + X_{\text{T}} \cdot \sin \varphi_2) = \frac{P_{\text{P}} \cdot R_{\text{T}} + Q_{\text{P}} \cdot X_{\text{T}}}{U_{\text{НОМ}}}; \quad (3.41)$$

$$R_{\text{T}} = \frac{\Delta P_{\text{КЗ}} \cdot U_{\text{T.НОМ}}^2}{S_{\text{T.НОМ}}}; \quad Z_{\text{T}} = \frac{U_{\text{КЗ.}\%} \cdot U_{\text{T.НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{T.НОМ}}}; \quad X_{\text{T}} = \sqrt{Z_{\text{T}}^2 - R_{\text{T}}^2}, \quad (3.42)$$

где R_{T} , X_{T} и Z_{T} – активное, индуктивное и полное сопротивления трансформатора; $S_{\text{T.НОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора; $\Delta P_{\text{КЗ}}$ и $U_{\text{КЗ.}\%}$ – активные потери, кВт, и напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

2.1. Потери активной и реактивной мощности в линии при прохождении расчётных нагрузок определяют по формулам [19]

$$\begin{aligned}\Delta P_{\text{Л}} &= 3 \cdot I_{\text{P}}^2 \cdot R_{\text{Л}} = \frac{P_{\text{P}}^2 + Q_{\text{P}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} R_{\text{Л}} = \frac{S_{\text{P}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} R_{\text{Л}}; \\ \Delta Q_{\text{Л}} &= 3 \cdot I_{\text{P}}^2 \cdot X_{\text{Л}} = \frac{P_{\text{P}}^2 + Q_{\text{P}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} X_{\text{Л}} = \frac{S_{\text{P}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} X_{\text{Л}}.\end{aligned}\quad (3.43)$$

2.2. Потери активной и реактивной мощности в силовом трансформаторе при коэффициенте его загрузки в нормальном режиме $K_{3.Т}$ определяют по соотношениям

$$\begin{aligned}\Delta P_{\text{T}} &= \Delta P_{\text{ХХ}} + K_{3.Т}^2 \cdot \Delta P_{\text{КЗ}}; \\ \Delta Q_{\text{T}} &= \Delta Q_{\text{ХХ}} + K_{3.Т}^2 \cdot \Delta Q_{\text{КЗ}}; \\ \Delta Q_{\text{T}} &= \left(I_{\text{ХХ.}\%} + K_{3.Т}^2 \cdot \Delta U_{\text{КЗ.}\%} \right) \frac{S_{\text{T.НОМ}}}{100};\end{aligned}\quad (3.44)$$

где $\Delta P_{\text{ХХ}}$ и $I_{\text{ХХ.}\%}$ – активные потери, кВт, и ток холостого хода трансформатора, %.

3.1. Потери активной электроэнергии в линии по получасовому максимуму активной нагрузки P_{P} и годовому числу часов максимальных потерь τ_{M} определяют по формуле [19, 25]

$$\Delta W_{\text{А.Л}} = 3 \cdot I_{\text{P}}^2 \cdot R_{\text{Л}} \cdot \tau_{\text{M}} = \frac{S_{\text{P}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{Л}} \cdot \tau_{\text{M}} = \frac{P_{\text{P}}^2 + Q_{\text{P}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{Л}} \cdot \tau_{\text{M}}.\quad (3.45)$$

3.2. Потери активной электроэнергии в линии по среднегодовой нагрузке и годовому числу работы предприятия определяют по формуле [25, 46]

$$\Delta W_{\text{А.Л}} = 3 \cdot I_{\text{С.Г}}^2 \cdot R_{\text{Л}} \cdot T_{\text{Г}},\quad (3.46)$$

где $T_{\text{Г}} = 8760$ ч – число часов работы предприятия в году.

3.3. Потери активной электроэнергии в линии по переданным по ней годовой активной и реактивной энергии и коэффициенту формы определяют по формуле [19]

$$\Delta W_{\text{А.Л}} = \frac{W_{\text{А}}^2 + W_{\text{Р}}^2}{8760 \cdot U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{Л}} \cdot K_{\text{Ф}}^2.\quad (3.47)$$

3.4. Потери активной электроэнергии в трансформаторах определяют по формуле [2, 46]

$$\Delta W_{\text{А.Т}} = \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot T_{\text{ВК}} + K_{3.Т}^2 \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot \tau_{\text{M}},\quad (3.48)$$

где $T_{\text{ВК}} = 8760$ ч – время включения трансформатора в году.

3.5. Потери реактивной электроэнергии в двухобмоточных трансформаторах определяют по формуле

$$\Delta W_{\text{Р.Т}} = \left(I_{\text{ХХ.}\%} \cdot T_{\text{ВК}} + K_{3.Т}^2 \cdot U_{\text{КЗ.}\%} \cdot \tau_{\text{M}} \right) \cdot \frac{S_{\text{T.НОМ}}}{100}.\quad (3.49)$$

Примечание. Определение значений числа часов τ_{M} , $T_{\text{Г}}$, $T_{\text{ВК}}$ рассмотрено в разделе 2.2

3.6. Цеховые трансформаторные подстанции

3.6.1. Типы цеховых трансформаторных подстанций

В зависимости от места расположения, трансформаторные подстанции напряжением 6–10/0,4 кВ (ТП) разделяют на внутрицеховые, встроенные, пристроенные, отдельно стоящие и другие – рис. 3.32.

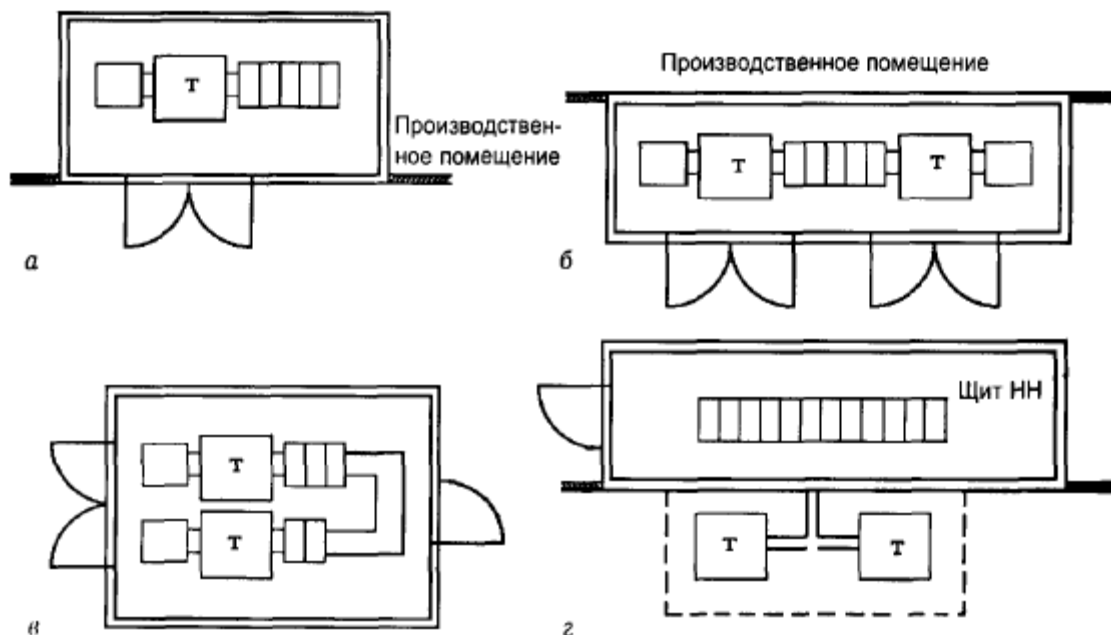


Рис. 3.32. Компоновки ТП: а – встроенная; б – пристроенная; в – отдельно стоящая; г – с наружной установкой трансформаторов

Наиболее экономичным типом с точки зрения расхода проводникового материала (цветного металла) и потерь электроэнергии в питающих сетях является **внутрицеховая** трансформаторная подстанция. Располагаются такие подстанции где-то в середине цеха (в центре электрических нагрузок) между опорными колоннами, либо около внутренних или наружных стен здания внутри цеха. В этом случае обычно используются комплектные трансформаторные подстанции. К недостаткам применяемых внутрицеховых подстанций относится то, что они занимают дефицитную площадь цеха. Поэтому сооружение их возможно не во всех цехах.

Встроенные ТП являются менее экономичными, чем внутрицеховые. Они располагаются внутри цеха в специальных помещениях обычно около наружных стен здания.

Пристроенные ТП сооружаются снаружи, у стен зданий цехов, и в конструктивном отношении могут быть, как закрытыми, так и открытыми.

Наименее экономичными как по капитальным затратам, так и по эксплуатационным расходам являются **отдельно стоящие** ТП. Они используются для питания группы мелких отдельно расположенных цехов либо

для питания электроприемников одного цеха, когда расположение подстанции в нем недопустимо по условиям пожаро-, взрывобезопасности или по другим соображениям. Применение отдельно стоящих ТП должно быть обосновано технически либо технико-экономически.

3.6.2. Типы трансформаторов, устанавливаемых в ТП

По роду изоляции, способу охлаждения и конструктивному исполнению силовые трансформаторы напряжением 6–10/0,4 кВ подразделяются на масляные, масляные герметичные, с негорючим диэлектриком, сухие, сухие с литой изоляцией и т. д. Типы и исполнения трансформаторов выбираются в зависимости от условий их установки, температуры, состояния окружающей среды и т. п.

Рассмотрим основные типоразмеры силовых трансформаторов с первичным напряжением 6–10 кВ (рис. 3.33):

ТМ – трансформатор масляный. При нагревании масла и увеличении его объема избыток масла поднимается в расширитель. Применяются для наружной установки.

ТМГ – трансформатор масляный, герметичного исполнения, без расширителя. Температурные изменения объема масла компенсируются изменением объема гофров бака или радиаторов за счет их пластичной деформации.

ТМЗ, ТНЗ – трансформатор, в котором в качестве охладителя используется трансформаторное масло или негорючий диэлектрик. Буква «З» обозначает защищенное (боковое) исполнение высоковольтных и низковольтных вводов обмоток. У данной конструкции трансформатора также отсутствует расширитель. В баке масло или диэлектрик по высоте покрывает активную часть трансформатора (магнитопровод и обмотки), а верхняя часть объема внутри бака заполнена инертным газом – азотом (так называемая «азотная подушка»), который, сжимаясь или расширяясь, компенсирует температурное изменение объема масла или диэлектрика. Применяются для внутренней установки в промышленных цехах в комплектных трансформаторных подстанциях.

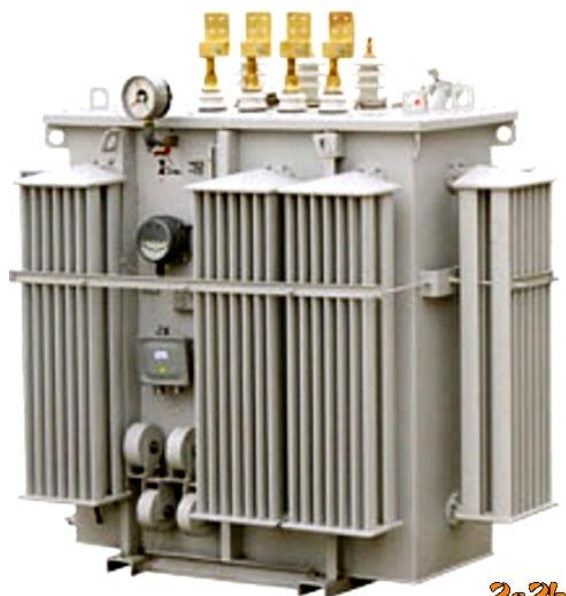
ТСЛ – сухие трансформаторы с сухой литой изоляцией обмоток. В основном они применяются там, где недопустима установка масляных трансформаторов по условиям пожарной опасности. Сухие трансформаторы неустойчивы к грозовым перенапряжениям, при работе создают повышенный уровень шума. Их нужно устанавливать в сухих, непыльных помещениях с относительной влажностью не более 65 %.



ООО "Силовые трансформаторы"

тел: (351) 233-44-66
сайт: transform74.ru

ТМ-2500



ТМГ-1000

2s2b



ТНЗ-2500



ТСЛ-1000

Рис. 3.33. Типы трансформаторов напряжением 6–10/0,4 кВ

3.6.3. Схемы и основное оборудование трансформаторных подстанций

Трансформаторные подстанции состоят из следующих конструктивных частей:

- распределительного устройства высшего напряжения;
- трансформаторов;
- распределительных устройств низшего напряжения.

Рассмотрим основное оборудование, установленное в ТП. На рис. 3.34. показана схема двухтрансформаторной подстанции городского типа, которая питается по двойной магистральной схеме. Каждая из подходящих и

отходящих кабельных линий подключены к секциям сборных шин напряжением 10 кВ с помощью выключателей нагрузки QW. Секции сборных шин 1СШ и 2СШ напряжением 10 кВ соединяют два разъединителя QS. В свою очередь, каждый из трансформаторов подключен к сборным шинам через разъединители QS и выключатели Q. На стороне низшего напряжения установлены вводные QF1, QF2 и секционный QF3 автоматические выключатели. Отходящие от ТП линии низшего напряжения подключены к сборным шинам с помощью рубильников QS и автоматических выключателей QF.

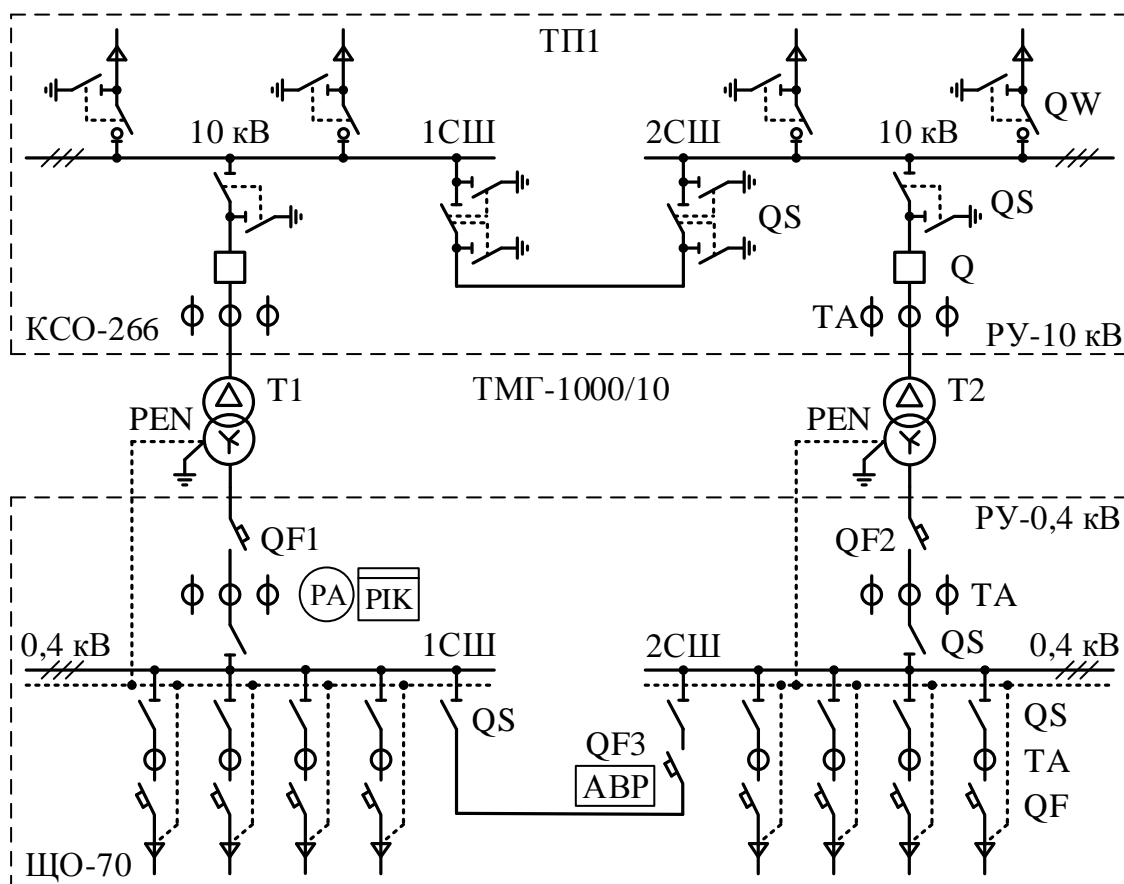


Рис. 3.34. Схема трансформаторной подстанции

На стороне высшего напряжения ТП может питаться от радиальных или магистральных линий (см. раздел 3.5).

При радиальном питании ТП по кабельной линии должно выполняться глухое присоединение кабеля к трансформатору за исключением питания ТП от пункта, находящегося в ведении другой эксплуатирующей организации или при необходимости установки отключающего аппарата по условиям защиты. При питании ТП по воздушной линии на вводе устанавливается разъединитель и ограничитель напряжения ОПН. В настоящее время с появлением компактных вакуумных выключателей для управления и за-

щиты ТП появилась возможность установки такого коммутационного аппарата перед трансформатором.

В случае подвода магистральной линии к трансформатору подстанции обязательно следует предусматривать защитные и коммутационные аппараты. Наиболее дешевой конструкцией высоковольтного ввода является схема с разъединителем и плавким предохранителем. Эту схему применяют при необходимости отключения разъединителем трансформатора на холостом ходу, при относительно редких включениях и отключениях трансформатора (например, не более нескольких раз в месяц). Схема имеет преимущество: предохранитель защищает разъединитель и отключает токи КЗ при повреждении последнего.

В случаях, когда требуется частая коммутация трансформатора ТП со стороны высокого напряжения (по условиям технологического процесса производства, в котором участвует группа электроприемников, питаемых от данной ТП, при отключении трансформатора в периоды снижения нагрузки по экономическим соображениям и т. п.) вместо разъединителя применяют выключатель нагрузки совместно с предохранителем. Выбор той или иной схемы определяется конкретной конструкцией выключателя нагрузки и ячейки, в которой он установлен.

При значительных токах короткого замыкания, когда выключатель нагрузки оказывается неустойчив к их действию, применяют масляный, элегазовый или вакуумный выключатель. Например, в схемах электропитания металлургических предприятий, по указанной причине выключатели нагрузки используют редко.

Масляный или иной (вакуумный или элегазовый) выключатель со стороны напряжения 6, 10 кВ цеховой ТП устанавливают также при частых, например, ежедневных, коммутациях цепи трансформатора, питающего, как правило, отдельные обычно мощные потребители (электродуговые печи, преобразовательные установки и т. п.), а также при необходимости применения сложных защит со стороны высшего напряжения трансформатора указанной ТП.

Соединение трансформаторов со сборными шинами распределительного устройства низшего напряжения может осуществляться по следующим схемам:

- без применения коммутационных аппаратов, если исключена подача напряжения на трансформатор из сети низшего напряжения, а отключение трансформатора в нормальных и аварийных режимах производится аппаратами со стороны высшего напряжения;

- с применением неавтоматических аппаратов (рубильников или выключателей нагрузки), если на трансформатор не может подаваться напряжение со стороны низшего напряжения, но требуется ручное отключение нагрузки или ручное отделение трансформатора от распределительного устройства (РУ) низкого напряжения;

– с применением аппаратов защиты – плавких предохранителей или автоматических выключателей.

Отходящие от РУ низшего напряжения линии могут содержать неавтоматические выключатели с плавкими предохранителями, плавкие предохранители с механическим приводом, предохранители без дополнительных аппаратов, автоматические выключатели на выдвигаемых блоках или выкатных тележках.

3.6.4. Конструктивное исполнение ТП

На рис. 3.35 показан внешний вид комплектной двухтрансформаторной подстанции с силовыми трансформаторами ТМЗ-1000 для внутренней установки в цехе. Здесь обозначено: 1 – кабель ВН; 2 – шкаф ввода ВН; 3 – силовой трансформатор типа ТМЗ-1000; 4 – шкаф ввода НН; 5 – отсек приборов; 6 – шкаф отходящих линий НН; 7 – секционный шкаф НН.

На рис. 3.36 показан план отдельно стоящей двухтрансформаторной подстанции. Здание ТП имеет четыре помещения, в которых отдельно располагаются распределительное устройство высшего напряжения РУ-10 кВ, два силовых трансформатора и распределительное устройство низшего напряжения РУ-0,4 кВ.

3.6.5. Выбор мощности и числа трансформаторов цеховых ТП

Число трансформаторов на цеховых подстанциях определяется в зависимости от категории надежности электроснабжения, удельной плотности нагрузки, числа рабочих смен, размеров цеха и т. д.

Однотрансформаторные подстанции 6–10/0,4 кВ применяются для потребителей 3-й категории и потребителей 2-й категории при условии резервирования их питания по связям на вторичном напряжении между соседними ТП.

Двухтрансформаторные подстанции применяются для питания потребителей 1-й и 2-й категорий, Их рекомендуется выбирать: при преобладании нагрузок 1-й категории; при наличии электроприемников особой группы; для сосредоточенной цеховой нагрузки и отдельно стоящих объектов общезаводского назначения (насосные и компрессорные станции, газовое хозяйство и т. п.).

Цеховые ТП с числом трансформаторов больше двух экономически нецелесообразны и применяются в виде исключения в следующих случаях: для питания мощных электроприемников, сосредоточенных в одном месте; при невозможности рассредоточения подстанций ввиду отсутствия свободного места, пожароопасности окружающей среды и т. д., например, на текстильных предприятиях, предприятиях химических производств и т. п.

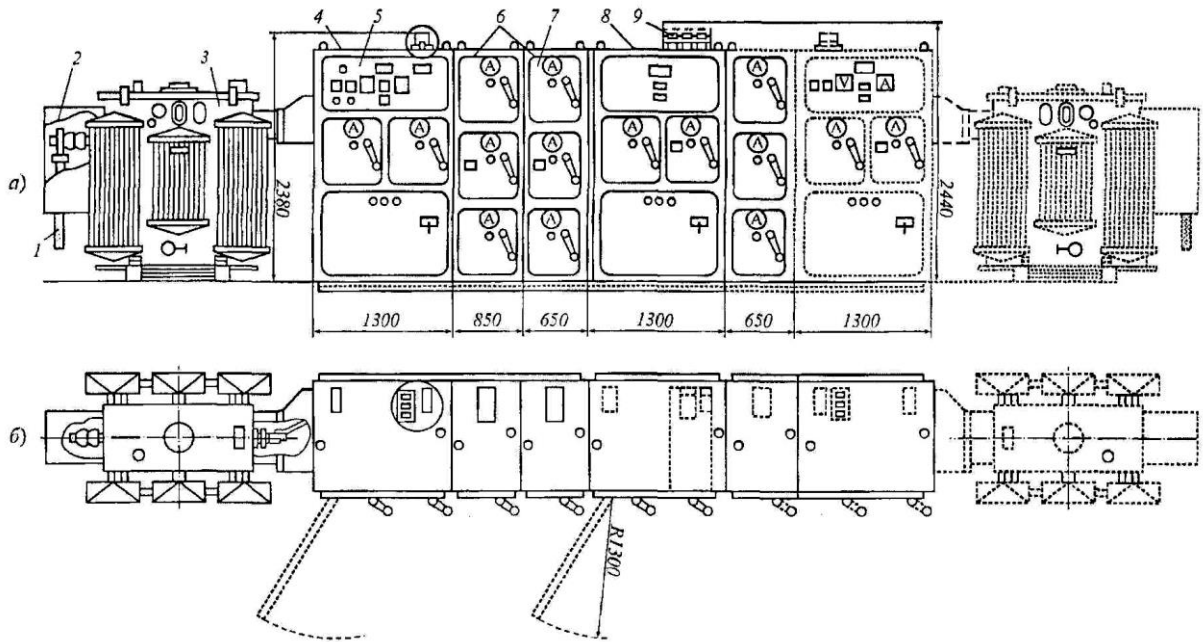


Рис. 3.35. Комплектная трансформаторная подстанция с трансформаторами ТНЗ-1000, устанавливаемая внутри цеха

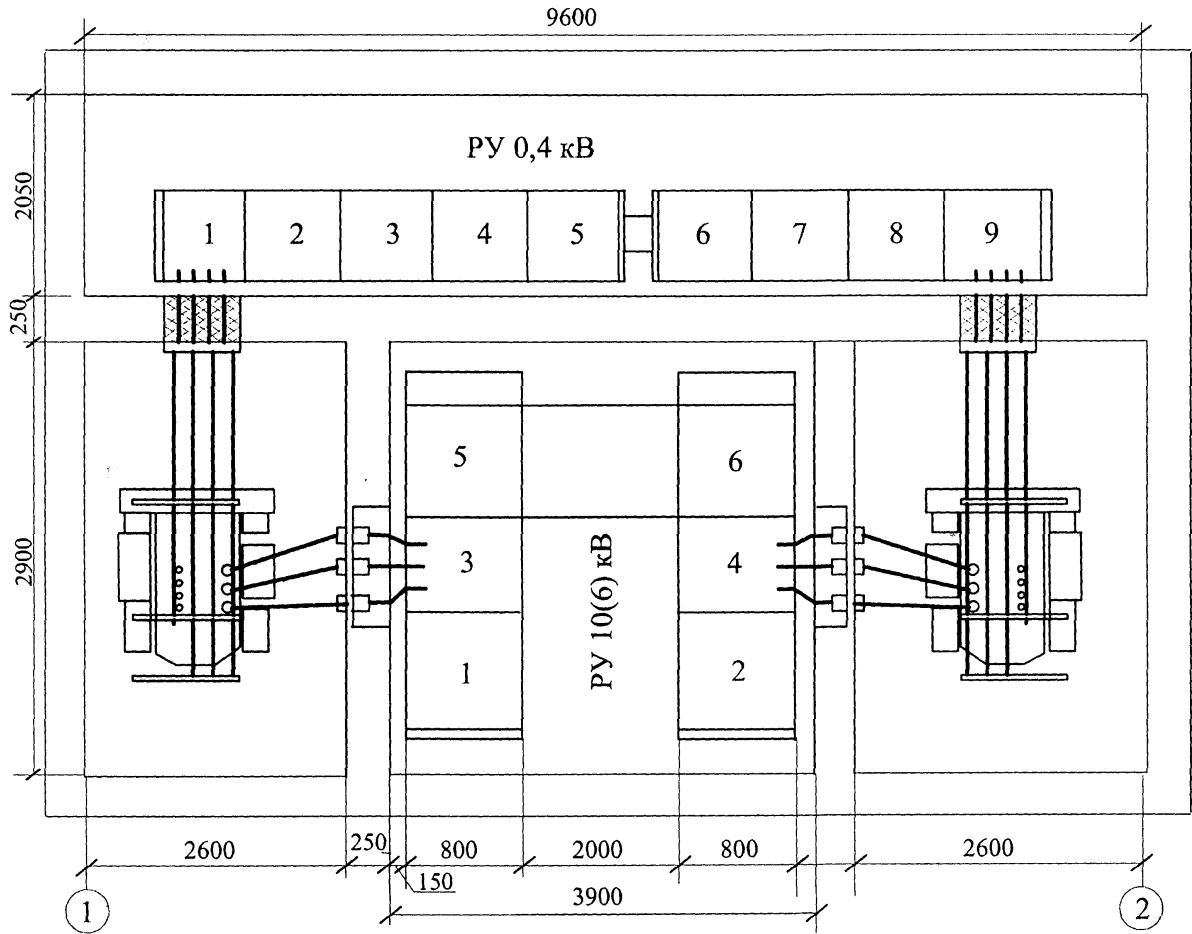


Рис. 3.36. План отдельно стоящей трансформаторной подстанции

Допустимая (наибольшая) нагрузка трансформаторов в нормальном режиме работы определяется категорией питаемых электроприемников, числом трансформаторов и способом резервирования. Рекомендуется принимать следующие значения допустимых коэффициентов загрузки $K_{з, доп}$ [9, 37, 38]:

– при преобладании нагрузок 1-й категории для двухтрансформаторных подстанций – 0,65–0,7;

– при преобладании нагрузок 2-й категории для однитрансформаторных подстанций и взаимном резервировании трансформаторов по связям вторичного напряжения – 0,7–0,8.

Мощность трансформаторов цеховой ТП зависит от величины нагрузки электроприёмников цеха, от размеров площади, на которой они размещены и т. д. Исходной величиной служит экономически целесообразная мощность $S_{Т.Э}$ трансформаторов, которая находится по удельной плотности σ электрической нагрузки цеха

$$\sigma = \frac{S_{р.ц}}{F_{ц}}, \quad (3.50)$$

где $S_{р.ц}$ – расчетная электрическая нагрузка цеха, $кВ \cdot А$; $F_{ц}$ – площадь цеха, $м^2$. Величина σ рассчитана в предположении равномерного распределения электрических нагрузок по площади цеха.

Существующая связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора $S_{Т.Э}$ цеховой ТП и плотностью σ электрической нагрузки цеха получена на основе технико-экономических расчётов – табл. 3.1.

Таблица 3.1

Экономически целесообразная мощность $S_{Т.Э}$ трансформаторов

$\sigma, кВ \cdot А/м^2$	0,05	0,08	0,15	0,25	$\geq 0,35$
$S_{Т.Э}, кВ \cdot А$	400	630	1000	1600	2500

Чем выше плотность электрической нагрузки, тем экономически выгоднее устанавливать в цехе трансформаторы с большей единичной мощностью. В цехе, занимающем значительную площадь, установка трансформаторов заведомо большей единичной мощности увеличивает длину питающих линий (расход цветного металла проводников) цеховой сети и потери электроэнергии в них. Поэтому, при малой удельной плотности электрической нагрузки в цехе выгоднее установить большее количество трансформаторов с меньшей единичной мощностью.

На выбор числа трансформаторов цеховых ТП может влиять количество намечаемых типоразмеров трансформаторов. С целью сокращения складского резерва на предприятиях следует стремиться к уменьшению принимаемых к установке (выбираемых при проектировании) типоразмеров трансформаторов до трёх-четырёх.

Мощность цеховых трансформаторов выбирается из условия пропуска через трансформатор всей необходимой расчётной активной нагрузки $P_{р.ц}$ цеха и части реактивной нагрузки Q_1 , определяемой допустимым коэффициентом загрузки $K_{з,доп}$ в нормальном режиме работы (рис. 3.37).

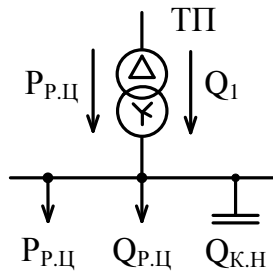


Рис. 3.37. Распределение нагрузок трансформатора

При установке в цехе двухтрансформаторной ТП номинальная мощность трансформатора определяется из условия

$$S_{Т,НОМ} \geq \frac{P_{р.ц}}{N_T \cdot K_{з,доп}}, \quad (3.51)$$

где $P_{р.ц}$ – расчётная активная нагрузка цеха; $N_T = 2$ – число трансформаторов в цехе; $K_{з,доп}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформатора при нормальном режиме работы ТП.

Расчётное значение мощности трансформатора округляется до ближайшей большей номинальной мощности трансформатора $S_{Т,НОМ}$.

Величина наибольшей реактивной мощности $Q_{1,р}$, которую силовой трансформатор может передать в сеть низшего напряжения из условия допустимой загрузки

$$Q_{1,р} = \sqrt{(N_T \cdot K_{з,доп} \cdot S_{Т,НОМ})^2 - P_{р.ц}^2}. \quad (3.52)$$

В общем случае мощности $Q_{1,р}$ и $Q_{р.ц}$ не равны. Поэтому реальная величина реактивной мощности Q_1 , проходящей через трансформатор определяется из соотношений

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{р.ц}, & \text{если } Q_{1,р} \geq Q_{р.ц}; \\ Q_{1,р}, & \text{если } Q_{1,р} < Q_{р.ц}. \end{cases} \quad (3.53)$$

Из анализа выражения (3.53) следует:

1. Если наибольшая реактивная мощность $Q_{1,р}$ оказывается больше или равной расчётной реактивной нагрузке цеха $Q_{р.ц}$, то это означает, что через трансформатор из сети напряжением 6–10 кВ в сеть низшего напряжения будет передаваться мощность Q_1 , равная расчётной реактивной нагрузке цеха $Q_{р.ц}$ (рис. 3.37).

2. Если оказывается, что мощность $Q_{1,р}$ меньше нагрузки $Q_{р.ц}$, т. е. трансформаторы ТП не могут пропустить всю расчётную реактивную нагрузку $Q_{р.ц}$, то для устранения дефицита реактивной мощности на стороне низшего напряжения ТП необходимо установить низковольтную конденсаторную батарею мощностью $Q_{к.н}$ (рис. 3.37)

$$Q_{к.н} = Q_{р.ц} - Q_1. \quad (3.54)$$

Для трансформаторов ТП с выбранной мощностью $S_{Т,НОМ}$ определяются фактические коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы ТП

$$K_{3.Н} = \frac{\sqrt{P_{P.Ц}^2 + Q_1^2}}{N_T \cdot S_{T.НОМ}}; \quad K_{3.П} = \frac{\sqrt{P_{P.Ц}^2 + Q_1^2}}{(N_T - 1) \cdot S_{T.НОМ}}. \quad (3.55)$$

Если нагрузка цеха небольшая – до 100–200 кВ·А, то часто возникает вопрос: устанавливать ли в данном цехе свою ТП или только низковольтный распределительный пункт РПН, запитав его от ТП соседнего цеха? Решение зависит от величины нагрузки, расстояния до ТП соседнего цеха, стоимости электроэнергии и т. п. В практике проектирования используют следующее положение. Установка РПН в данном цехе и питание его от ТП соседнего цеха экономически выгодна при выполнении условия

$$S_{P.Ц} \cdot L \leq 15000 \text{ кВ} \cdot \text{А} \cdot \text{м}, \quad (3.56)$$

где $S_{P.Ц}$ – полная расчетная нагрузка цеха кВ·А; L – расстояние от РПН данного цеха до ТП соседнего цеха, м.

3.7. Внутрицеховые электрические сети

На любом промышленном предприятии имеются электроприёмники напряжением до 1000 В, которые потребляют 70–80 % используемой электрической энергии. К таким низковольтным потребителям относятся силовые установки, преобразующие электроэнергию в другие виды энергии, необходимые для технологических целей, в том числе электроприводы различных технологических установок и металлорежущих станков, нагревательные устройства и осветительные приборы и др. Таким образом, распределение электроэнергии внутри цехов и непосредственное питание большинства электроприёмников промышленных предприятий осуществляется через электрические сети напряжением до 1000 В. Рациональное построение внутрицеховых электрических сетей имеет решающее значение при создании высокоэкономичных систем электроснабжения.

Рассмотрим характерные схемы электрических сетей напряжением до 1000 В [9, 23, 25, 52].

Радиальные схемы целесообразно использовать для питания крупных электроприёмников и при расположении потребителей электроэнергии в разных направлениях от питающего центра – цеховой ТП или низковольтного распределительного пункта (РПН). Характерная радиальная схема цеховой сети: от источника питания, например, от цеховой ТП отходят линии, питающие непосредственно мощные электроприемники или отдельные РПН, от которых самостоятельными линиями питаются более мелкие электроприемники (рис. 3.38, а). Для повышения надёжности электроснабжения применяется питание от двух трансформаторов, расположенных в разных точках цеха или вместе (рис. 3.38, б).

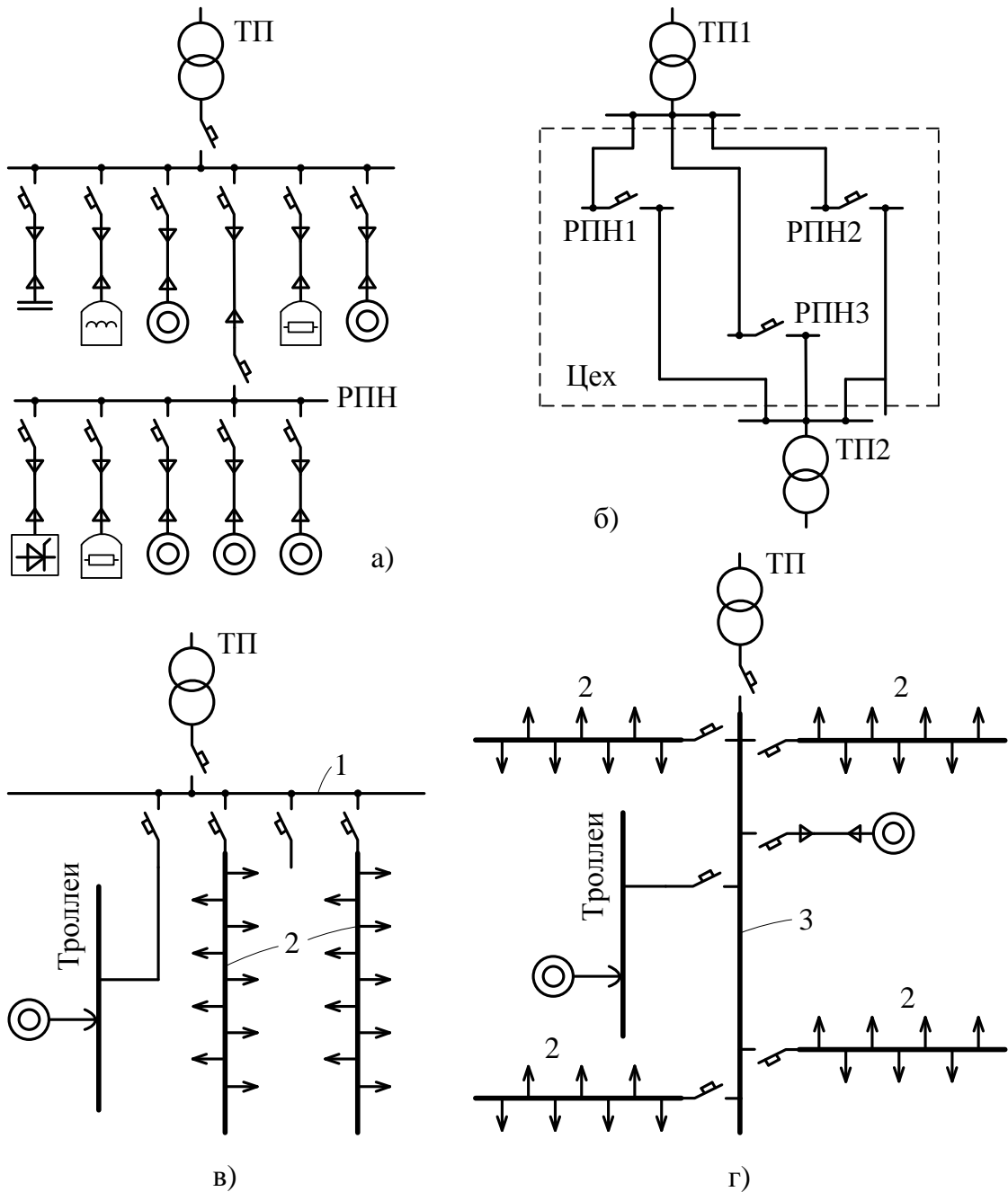


Рис. 3.38. Радиальные схемы: а – без резервирования; б – с резервированием; в – выполненные распределительными шинпроводами; г – выполненные питающими и распределительными шинпроводами

Основные преимущества радиальных схем: простота исполнения и удобство в эксплуатации; повышенная надежность; пониженные потери напряжения и мощности; приспособленность к автоматизации. Их недостатки по сравнению с магистральными схемами: большие расход цветных металлов и стоимость; как правило, большие величины токов КЗ.

Магистральные схемы находят широкое применение для питания не только нескольких электроприемников одной технологической линии, но

также большого числа сравнительно мелких электроприемников, не связанных единым технологическим процессом. К таким потребителям относятся, например, металлорежущие станки, распределенные по площади цеха относительно равномерно.

Для питания электроэнергией большого числа электроприемников сравнительно небольшой мощности, равномерно распределенных по площади цеха, применяются схемы с двумя видами магистральных линий: питающими и распределительными. *Питающие магистрали 3* (типа ШМА) подключаются к сборным шинам ТП, а *распределительные магистрали 2* (типа ШРА) – к питающим магистралям 3 или непосредственно к сборным шинам 1 ТП (рис. 3.38, в, г).

Магистральные схемы позволяют отказаться от применения громоздкого и дорогого распределительного устройства или щита. В этом случае возможно применение схемы блока трансформатор-магистраль. Присоединение магистрали к цеховому трансформатору может быть выполнено как в середине, так и в начале магистрали в зависимости от расположения электрических нагрузок, трансформатора в цехе и других факторов. При двухтрансформаторных подстанциях с целью взаимного резервирования предусматривается переключатель с автоматическими выключателями между магистралями.

Наряду со схемой блока трансформатор-магистраль используется схема с несколькими (двумя-тремя) магистралями, присоединенными к одному цеховому трансформатору. В этих случаях на цеховой ТП устанавливается один вводный и несколько (по числу магистралей) линейных автоматических выключателей. Такие схемы применяются в крупных цехах с трансформаторами мощностью 1600 и 2500 кВ·А и большим числом электроприемников, расположенных в разных направлениях от ТП. В этой схеме при аварии на одной из магистралей зона простоя меньше, чем при блочной схеме.

В цехах машиностроительных и металлургических заводов используются схемы магистрального питания с взаимным резервированием, которые позволяют вывести в ремонт или ревизию любой из трансформаторов и, используя перегрузочную способность оставшихся в работе трансформаторов, обеспечить питание от них всех магистралей. При неравномерной загрузке технологического оборудования в течение рабочих смен или в выходные и праздничные дни схема с взаимным резервированием обеспечивает возможность отключения незагруженных трансформаторов, что позволяет уменьшить потери электроэнергии в электрических сетях.

Основные преимущества магистральных схем по сравнению с радиальными, как правило, меньше расход цветных металлов и стоимость; меньше токи КЗ; гибкость и универсальность цеховых магистральных сетей; возможность применения готовых конструкций шинопроводов и промышленных методов монтажа при выполнении магистральных линий. Их недо-

статки: меньшая надежность; большая сложность построения; большие потери напряжения и мощности.

Наряду с радиальными и магистральными сетями имеются замкнутые, кольцевые, петлевые сети.

Одним из путей повышения экономичности цеховых электрических сетей является децентрализация питания путем разделения мощных питающих ТП на несколько более мелких, рассредоточениях. Характерными признаками рассредоточено построенной сети являются: небольшие ТП или РПН в непосредственной близости от потребителей; уменьшение потерь активной мощности в сети напряжением до 1000 В.

3.8. Конструктивное исполнение внутрицеховых электрических сетей

Встроенные в здание внутрицеховые подстанции могут размещаться на первом или втором этажах производств. Внутрицеховые подстанции размещают как открыто, так и в отдельных помещениях (рис. 3.39).

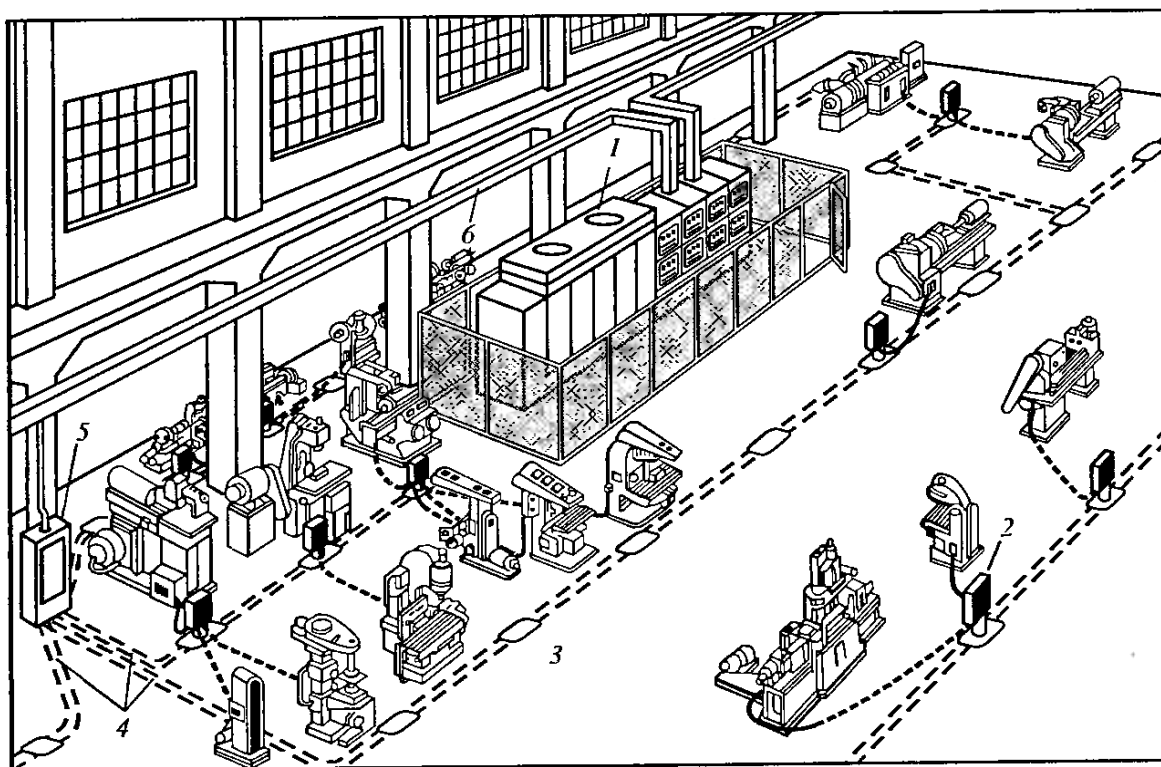


Рис. 3.39. Модульная разводка силовой электросети к электроприёмникам механического цеха: 1 – комплектная трансформаторная подстанция; 2 – колонка с автоматическими выключателями; 3 – ответвительная коробка; 4 – модульная магистраль; 5 – силовой шкаф; 6 – магистральный шинопровод

На открыто установленной цеховой подстанции могут быть применены масляные трансформаторы мощностью до 1600 кВ·А. Расстояние в свету между ними должно быть не менее 10 м.

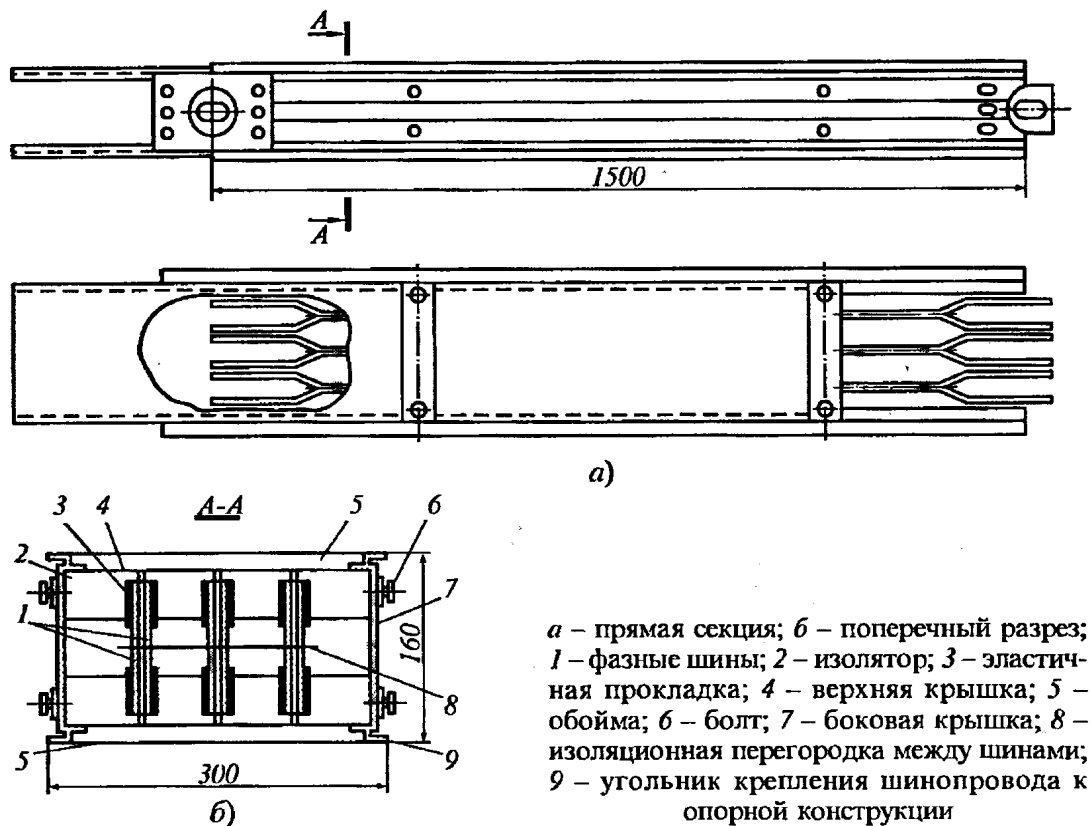
Для внутрицеховых подстанций с трансформаторами с изоляцией из негорючего диэлектрика или с сухой изоляцией мощность трансформаторов и расстояние между ними не ограничиваются.

Подстанции размещаются в пределах «мёртвой зоны» подъёмно-транспортных механизмов. В цехах с интенсивным движением внутризаводского транспорта подстанции следует ограждать.

Цеховые электрические сети напряжением до 1 кВ выполняют:

- комплектными шинпроводами – магистральными, распределительными и осветительными;
- комплектными троллейными шинпроводами;
- электропроводками – кабелями и изолированными проводами;
- воздушными линиями напряжением до 1 кВ, используемыми на промышленных предприятиях главным образом в качестве сетей наружного освещения и для питания отдельных маломощных потребителей.

Магистральные шинпровода (рис. 3.40) предназначены для питания распределительных шинпроводов и пунктов, отдельных крупных электроприемников.



a – прямая секция; *b* – поперечный разрез;
 1 – фазные шины; 2 – изолятор; 3 – эластичная прокладка; 4 – верхняя крышка; 5 – обойма; 6 – болт; 7 – боковая крышка; 8 – изоляционная перегородка между шинами; 9 – угольник крепления шинпровода к опорной конструкции

Рис. 3.40. Магистральный шинпровод типа ШМА

Магистральный шинопровод типа ШМА предназначен для магистральных четырехпроводных электрических сетей в системе с глухо заземленной нейтралью напряжением до 1000 В. Номинальный ток 1600, 2500, 4000 А – табл. 3.2. Магистральные шинопроводы собраны из алюминиевых прямоугольных изолированных шин, расположенных вертикально и зажатых внутри перфорированного кожуха со специальными изоляторами. Число шин в магистральных шинопроводах: 3, 4, 6 (три спаренных). Магистральный шинопровод состоит из прямых и угловых секций с поворотом шин на ребро и плоскость, ответвительных вертикальных и горизонтальных (в том числе, с автоматами и рубильниками) секций и др. Шины соединяют в основном сваркой при сборке блоков.

Таблица 3.2

Характеристики магистральных шинопроводов

Показатель	ШЗМ-16	ШМА-73	ШМА-68Н	
Номинальный ток, А	1600	1600	2500	4000
Номинальное напряжение, В	380	660	660	660
Электродинамическая стойкость к токам КЗ, кА	70	70	70	100
Активное сопротивление на фазу, Ом/км	0,018	0,031	0,027	0,013
Реактивное сопротивление на фазу, Ом/км	0,012	0,017	0,023	0,020

В шинопроводе ШЗМ-16 шины фаз имеют сплошную изоляцию и плотно сжаты профилированной оболочкой из алюминиевого сплава так, что обеспечивается непрерывное крепление шин по всей длине секции. Оболочка шинопровода сплошная, без отверстий, что делает эту конструкцию закрытой. В качестве нулевого проводника в шинопроводе ШЗМ-16 используется его сплошная алюминиевая оболочка.

В шинопроводе ШМА-73 кожух состоит из двух боковин двутаврового сечения верхней и нижней перфорированных стальных крышек. Боковины (из алюминиевого сплава) используются в качестве нулевого провода.

Шинопровод ШМА-68Н пригоден для использования в четырех проводных сетях при напряжении до 1000 В. Нулевым проводом в этом шинопроводе является четвертая шина, сечение которой составляет 50 или 100 % сечения фазной шины.

Распределительные шинопроводы типа ШРА (с алюминиевыми шинами – рис. 3.41) и ШРМ (с медными шинами) предназначены для передачи и распределения электроэнергии напряжением 380/220 В при возможности непосредственного присоединения к ним электроприёмников в системах с глухо заземленной нейтралью. Номинальный ток ШРА – 250, 400

и 630 А; ШРМ 100 и 250 А; электродинамическая стойкость к токам КЗ составляет 40 кА – табл. 3.3.

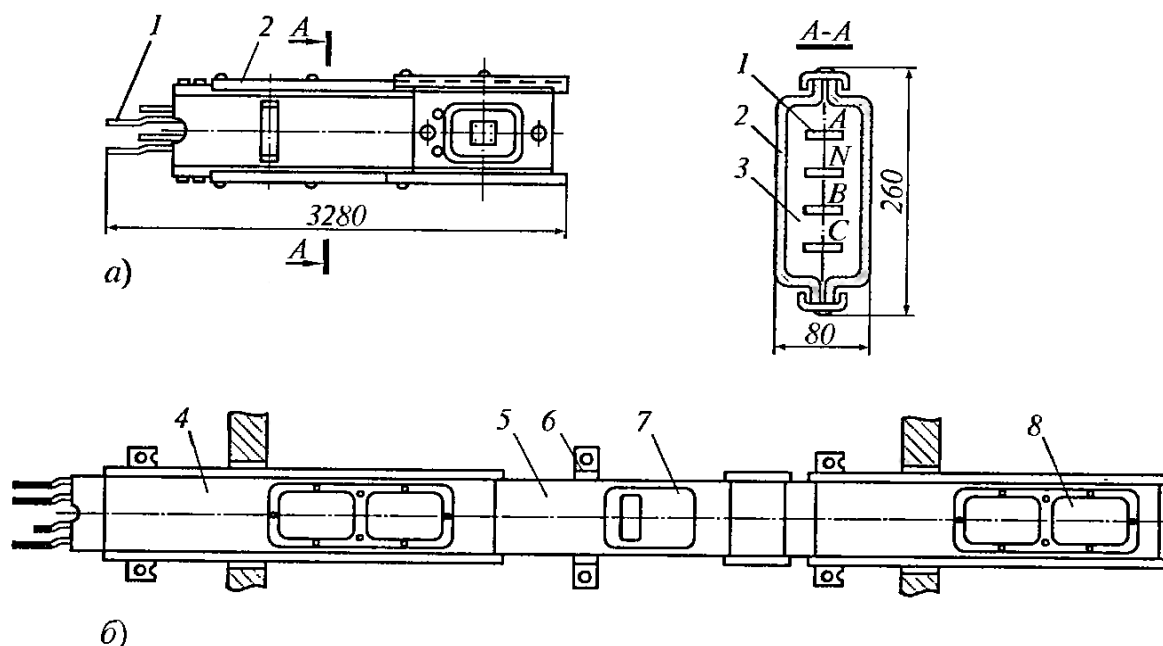


Рис. 3.41. Распределительные шинопроводы ШРА: а – общий вид прямой секции ШРА-73; б – шинопровод ШРА-73В для вертикальной прокладки; 1 – шина; 2 – короб; 3 – изолятор; 4 универсальная секция; 5 – прямая секция; 6 – кронштейн; 7 – ответвительная коробка; 8 – крышка

Таблица 3.3

Характеристики распределительных шинопроводов

Показатель	ШРА-73			ШРМ-75			ШРА-74
	250	400	630	100	250	400	630
Номинальный ток, А	250	400	630	100	250	400	630
Номинальное напряжение, В	380	380	380	380	380	380	380
Активное сопротивление на фазу, Ом/км	0,20	0,13	0,085	–	0,15	0,15	0,14
Реактивное сопротивление на фазу, Ом/км	0,10	0,10	0,075	–	0,20	0,20	0,10

Распределительный шинопровод типа ШРА предусматривает штупсельное присоединение электроприёмников, обеспечивающее возможность быстрого их подключения.

Магистральные и распределительные шинопроводы прокладываются по фермам и стенам на кронштейнах, на стойках, по колоннам или на подвесках на высоте 2,2 м. Расстояние между точками опоры не должно превышать 3 м (рис. 3.42).

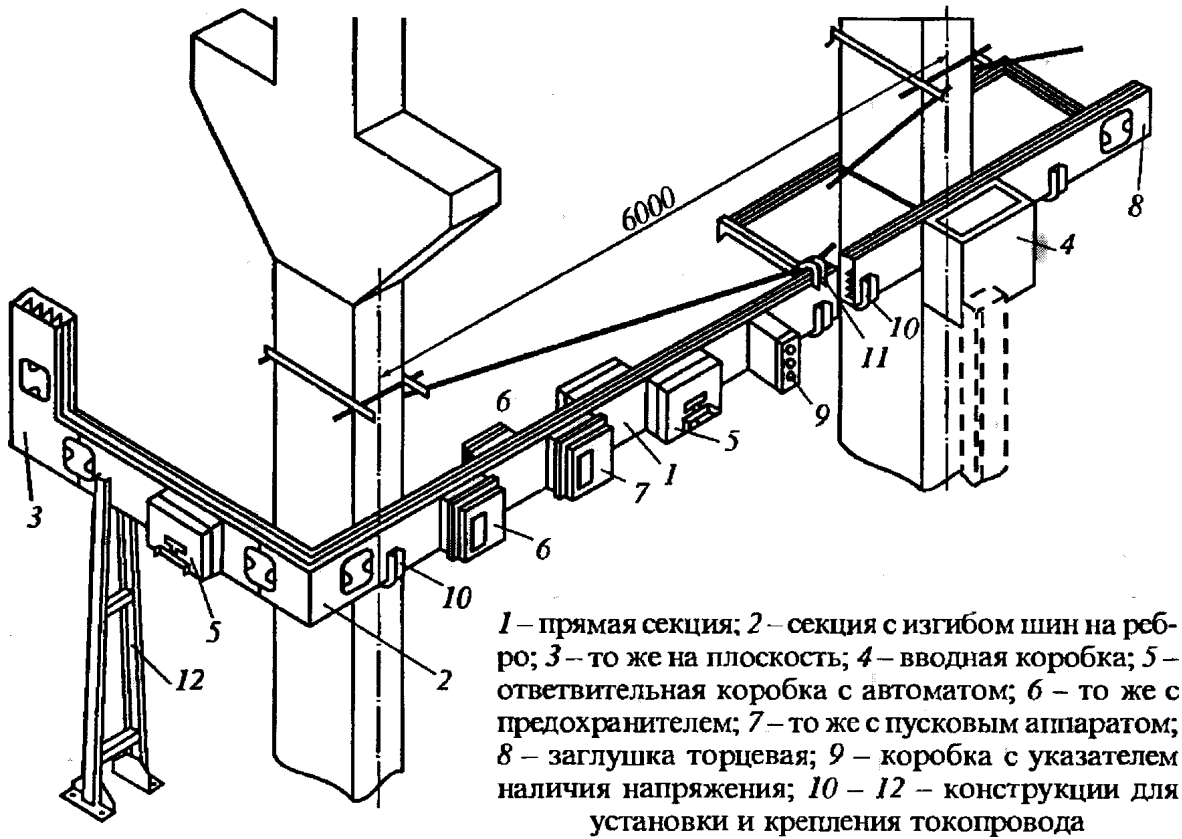


Рис. 3.42. Размещение шинопроводов в щехе

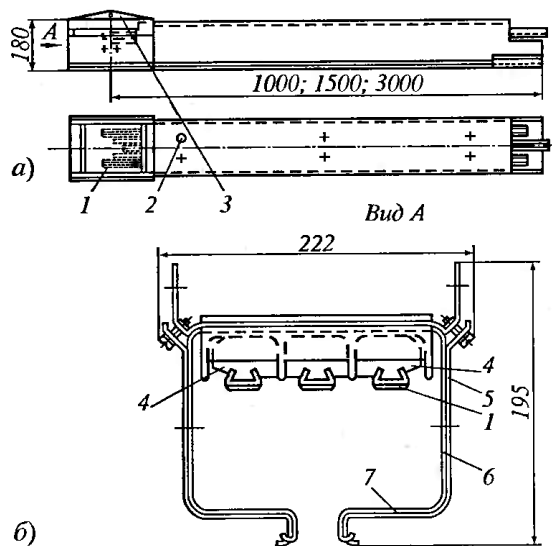


Рис. 3.43. Троллейный шинопровод

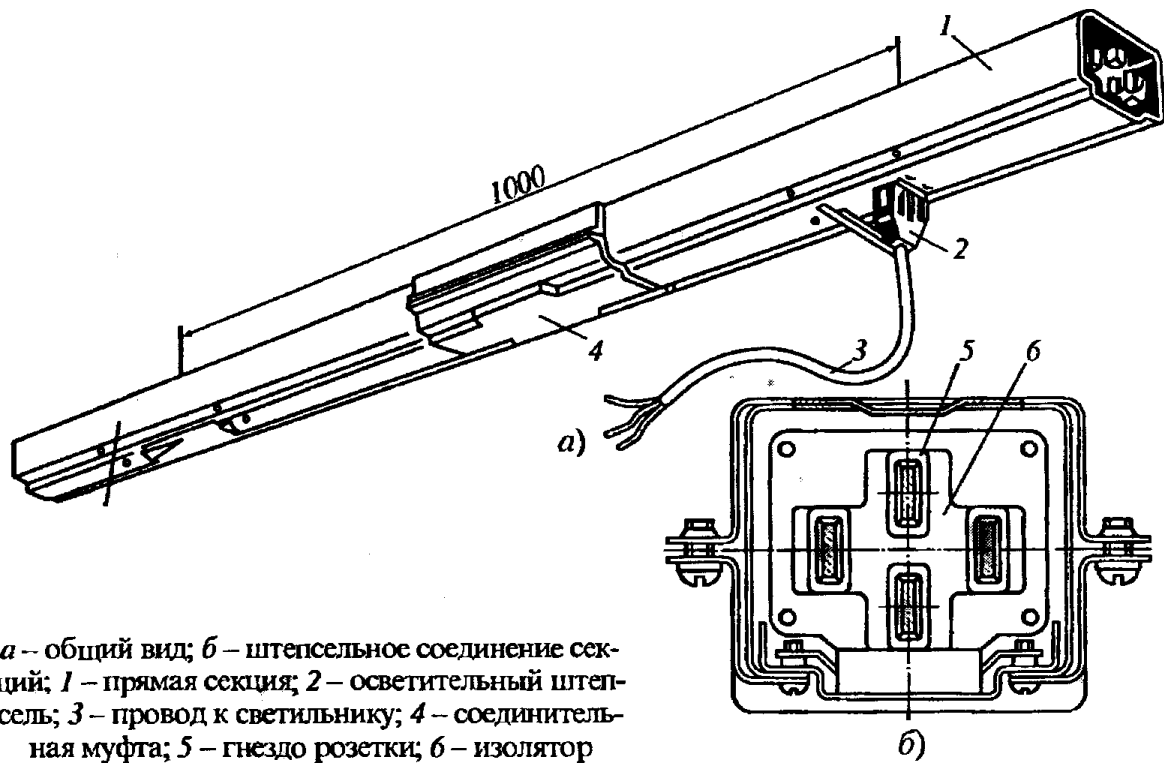
Троллейные шинопроводы типа ШТМ (с медными шинами) (рис. 3.43) предназначены для питания подъемно-транспортных механизмов и переносных электрифицированных инструментов в сетях напряжением до 1000 В с глухо заземленной нейтралью. Комплектные троллейные шинопроводы ШТА выполняются с троллеями из алюминиевого сплава, номинальный ток шинопроводов 100, 250 и 400 А.

Троллейный шинопровод содержит: 1 – троллеи; 2 – крепление изолятора; 3 – серьга подвески; 4 – изолятор; 5 – короб; 6 – корпус соединительной муфты; 7 – уступ короба.

Крановые троллеи, троллейные шинопроводы, кабели в лотках и на конструкциях, блоки труб прокладывают на высоте 7–15 м вдоль стены или на подкрановых балках.

Осветительные шинопроводы ШОС (рис. 3.44) предназначены для групповых четырехпроводных линий в сетях напряжением до 1000 В с нулевым проводом для питания светильников и электроприемников небольшой мощности. Номинальный ток 25, 63, 100 А.

В качестве проводников используют медные изолированные провода (ШОС-67), алюминиевые шины, плакированные медью (ШОС-73А), и медные шины (ШОС-73). Короб каждой секции заземлен с помощью нулевого провода. Короба на стыке секций крепятся с помощью муфты винтами. Светильники подвешивают к несущим конструкциям или непосредственно к осветительным шинопроводам.



a – общий вид; *b* – штепсельное соединение секций; 1 – прямая секция; 2 – осветительный штепсель; 3 – провод к светильнику; 4 – соединительная муфта; 5 – гнездо розетки; 6 – изолятор

Рис. 3.44. Шинопровод осветительный

Электропроводки являются распространенным видом сетей внутри зданий и сооружений. Этот вид сетей широко применяется для питания осветительных устройств, для цепей вторичной коммутации, защиты и управления, для питания установок небольшой мощности.

Электропроводками принято называть сети постоянного и переменного тока напряжением до 1 кВ, выполняемые изолированными проводами, а также небронированными кабелями небольших сечений (до 16 мм²) с резиновой и пластмассовой изоляцией. Они могут прокладываться внутри

зданий и сооружений, а также по наружным стенам, по территории возле зданий. Все электропроводки внутри зданий разделяются на открытые и скрытые.

Открытая электропроводка, т. е. проложенная по поверхностям стен и потолков, по конструкциям сооружений и т. п., имеет много конструктивных исполнений. В зависимости от условий окружающей среды, требований технической эстетики, марки и сечений применяемых проводников и т. п. способы выполнения электропроводки могут в значительной мере отличаться друг от друга. Основными являются прокладка в специальных лотках, коробах и различных трубах, а также на тросах. Значительно реже применяется открытая электропроводка внутри помещений на роликах и изоляторах.

Скрытая электропроводка, т. е. проложенная в конструктивных элементах зданий, стенах и потолках, полах и перекрытиях, фундаментах оборудования и т. п., выполняется в различных трубах, специальных каналах, образованных в толще бетона.

Для обеспечения надежной работы электроустановок необходимо выполнять прокладку проводников таким образом, чтобы повреждение в цепях одного агрегата не вызвало остановки других, работающих независимо. Поэтому в одной трубе или коробе, одном замкнутом канале строительной конструкции или одном лотке запрещается прокладывать цепи разных технологических агрегатов, не связанных единым технологическим процессом. Из этих же соображений запрещается совместная прокладка взаимно резервирующих цепей, цепей аварийного и рабочего освещения.

Большое значение для обеспечения надежной работы электроустановок имеет устойчивость работы электропроводок в отношении нераспространения огня при повреждениях. Для открытых электропроводок без стальных труб желательно применять провода и кабели только с такими внешними оболочками, которые не поддерживают горение после удаления источника воспламенения. В этом случае, если в электропроводке возникло повреждение и она загорелась, после действия защиты и отключения поврежденного участка пожар проводки не будет распространяться, и размеры аварии будут ограничены. К числу не распространяющих горение относятся оболочки и изоляция из полихлорвинила и найрита.

Важным общим требованием к конструкции электропроводок является обеспечение возможности смены проводов в условиях эксплуатации. Срок службы изоляции проводов и кабелей ограничен. Под воздействием тепла и света, кислорода воздуха и влаги, а также различных газов, попадающих в атмосферу, изоляция и оболочки проводов и кабелей теряют со временем свои механические и электрические свойства. Замена проводов и кабелей в сети не должна быть связана с необходимостью разрушения строительных элементов зданий и сооружений.

В зависимости от условий окружающей среды и качества изоляционных материалов провода приходится менять приблизительно каждые 10–15 лет эксплуатации. В отдельных неблагоприятных условиях такие замены приходится производить значительно чаще.

Наружная электропроводка прокладывается по наружным стенам зданий и сооружений, под навесами, а также между зданиями. Кабели размещаются по поверхности стен, потолков, на лотках, в неметаллических коробах и трубах, на тросах, на изоляторах, в замкнутых каналах строительных конструкций.

Кабели в неметаллической и металлической оболочках небольших сечений применяются обычно одножильными изолированными проводами. Для стационарных электропроводок должны применяться преимущественно провода и кабели с алюминиевыми жилами.

В помещениях и наружных установках с химически активной средой все элементы электропроводок должны быть стойкими по отношению к среде либо должны быть защищены от её воздействия.

В производственных помещениях спуски незащищенных проводов к выключателям, аппаратам, щиткам и т. п. должны быть защищены от механических воздействий до высоты не менее 1,5 м от уровня пола.

4. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

4.1. Понятие о реактивной мощности

Работа электрических машин и аппаратов переменного тока, основанная на принципе электромагнитной индукции, сопровождается процессом непрерывного изменения магнитного потока в их магнитопроводах и полях рассеяния. При работе электроприёмников их обмотки в определенные периоды времени сначала запасают энергию в виде магнитного поля, а затем её отдают источнику. На рис. 4.1 показаны диаграммы протекающего по обмотке электроприемника тока I и соответствующего

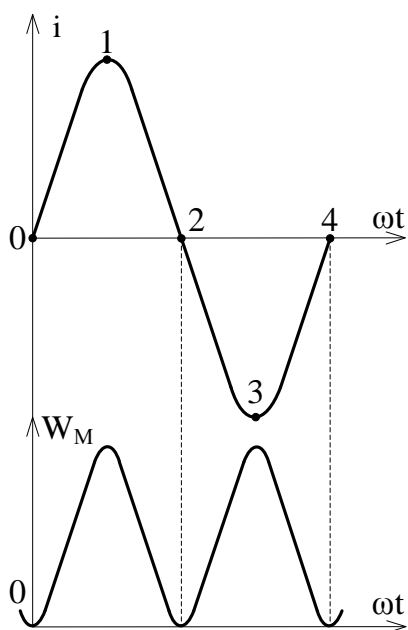


Рис. 4.1. Диаграммы тока и энергии магнитного поля

ему изменения энергии W_M , магнитного поля. На участках 0–1 и 2–3 ток I возрастает и запасаемая обмоткой магнитная энергия W_M увеличивается, а на участках 1–2 и 3–4 ток I снижается и уменьшается запасенная магнитным полем обмотки энергия W_M . Два раза за один период изменения тока I энергия W_M потребляется электроприёмником от источника и два раза за этот же период возвращается ему. За счет этой энергии происходит намагничивание магнитных сердечников или магнитопроводов электроприёмников, т. е. создается магнитное поле, благодаря которому и функционируют электроприёмники. Данная энергия является реактивной, а рассмотренный процесс характеризуется реактивной мощностью, которая определяется соотношением

$$Q = U \cdot I \cdot \sin\varphi, \quad (4.1)$$

где φ – угол сдвига (фаза) тока относительно напряжения; U и I – действующие значения напряжения и тока.

Таким образом, реактивная мощность характеризует непрерывный обмен электромагнитной энергией между электроприемниками и источниками.

Активная мощность в цепи однофазного тока, как известно, определяется соотношением

$$P = U \cdot I \cdot \cos\varphi. \quad (4.2)$$

На рис. 4.2 показана векторная диаграмма, из которой видно, что полный ток I в декартовой системе координат может быть разложен на активную I_A и реактивную I_P составляющие. Отсюда

$$I = \sqrt{I_A^2 + I_P^2}. \quad (4.3)$$

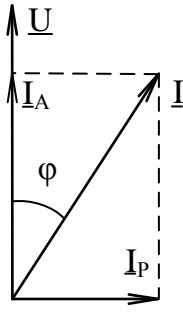


Рис. 4.2. Векторная диаграмма токов

Для трёхфазной сети реактивная мощность электроприёмника определяется по формуле

$$Q = \sqrt{3} \cdot U_{\text{л}} \cdot I_{\text{л}} \cdot \sin\varphi, \quad (4.4)$$

где $U_{\text{л}}$ и $I_{\text{л}}$ – действующие значения линейных напряжения и тока.

В отличие от активной мощности, полезно используемой в электроприёмниках, реактивная мощность не выполняет полезную работу, она служит лишь для создания магнитных полей.

4.2. Особенности передачи реактивной мощности по электрическим сетям

Передача активной P и реактивной Q мощностей по элементам системы электроснабжения, имеющим активное R и реактивное X сопротивление (рис. 4.3) имеет ряд особенностей [12]:

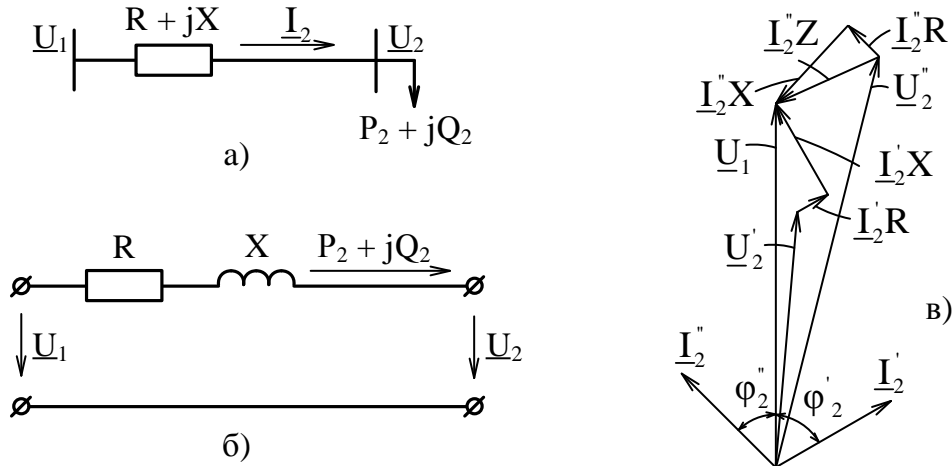


Рис. 4.3. Схема замещения электрической сети и векторная диаграмма токов и напряжения различной степени компенсации реактивной мощности

1. Мощность в начале линии $P_1 + jQ_1$ отличается от мощности в конце линии $P_2 + jQ_2$ на величину потерь мощности, активная и реактивная составляющие которых определяются по формулам

$$\begin{aligned} \Delta P &= \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} \cdot R = \Delta P_A + \Delta P_P; \\ \Delta Q &= \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} \cdot X = \Delta Q_A + \Delta Q_P, \end{aligned} \quad (4.5)$$

где ΔP_A , ΔQ_A и ΔP_P , ΔQ_P – составляющие потерь мощности в линии, обусловленные протеканием по ней соответственно активной P_2 и реактивной Q_2 мощностей.

Из этих выражений видно, что потери как активной, так и реактивной мощности могут быть разделены на две составляющие, обусловленные соответственно потоками активной и реактивной мощностей по рассматриваемому элементу системы электроснабжения.

2. Величина напряжения в начале линии U_1 связана с величиной напряжения в её конце U_2 соотношением (см. раздел 3.5.4.3, рис. 3.31)

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U)^2 + (\delta U)^2}, \quad (4.6)$$

где ΔU и δU – *продольная и поперечная составляющие вектора падения напряжения в линии* $I_2 Z$, определяемые по формулам

$$\begin{aligned} \Delta U &= \frac{P_2 \cdot R + Q_2 \cdot X}{U_2} = \Delta U_A + \Delta U_P; \\ \delta U &= \frac{P_2 \cdot X - Q_2 \cdot R}{U_2} = \delta U_A + \delta U_P, \end{aligned} \quad (4.7)$$

где ΔU_A , δU_A и ΔU_P , δU_P – составляющие падения напряжения в линии, обусловленные протеканием по ней соответственно активной P_2 и реактивной Q_2 мощностей.

Алгебраическую разницу между напряжениями в начале и конце линии называют *потерей напряжения*, которую с учётом некоторых допущений (см. раздел 3.5.4.3) принимают равной *продольной составляющей вектора падения напряжения в линии*

$$U_1 - U_2 \approx \Delta U. \quad (4.8)$$

Для электрических сетей высокого напряжения обычно $X > R$, поэтому продольная составляющая ΔU определяется в основном слагаемым $Q_2 \cdot X$, а поперечная составляющая δU – слагаемым $P_2 \cdot X$. Влияние δU на напряжение U_2 у потребителя мало, т. к. $U_2 \gg \delta U$. Из этого следует, что *уровни напряжений в различных точках СЭС значительно слабее зависят от передаваемой активной мощности и в основном определяются передаваемой реактивной мощностью.*

3. Промышленное предприятие, в общей случае, имеет переменный режим потребления активной и реактивной мощностей. В утренние и вечерние часы наблюдаются максимумы электрических нагрузок, а в ночное время – их минимумы. При этом на большинстве промышленных предприятий из-за отсутствия автоматического регулирования мощностей компенсирующих устройств последние от сети не отключаются.

На рис. 4.3, введена векторная диаграмма напряжений и токов для электрической линии, в начале которой напряжение U_1 неизменно. При максимуме электрических нагрузок ток I_2 имеет индуктивный характер, и напряжение U_2 в конце линии (у потребителя) меньше напряжения U_1 в на-

чале линии. При минимуме электрических нагрузок, когда реактивная мощность, генерируемая компенсирующими устройствами на промышленном предприятии, окажется значительно больше реактивной мощности, потребляемой предприятием, ток \underline{I}''_2 будет опережающим. В этом случае напряжение \underline{U}''_2 в конце линии может не только сравняться с напряжением \underline{U}_1 , но и превысить его. Если не принять мер по регулированию напряжения \underline{U}_1 или \underline{U}_2 , то значительное повышение напряжения на зажимах электроприёмников может оказать на них отрицательное действие.

4. Дополнительная нагрузка реактивной мощностью элементов СЭС уменьшает их пропускную способность. Это может приводить к необходимости увеличения сечения проводов воздушных и кабельных линий, увеличения мощности или числа трансформаторов и т. п.

4.3. Эффективность компенсации реактивной мощности

Для анализа условий компенсации реактивной мощности рассмотрим цепь переменного тока (рис. 4.4, а), состоящую из сопротивлений линии электропередачи R и X , сопротивлений нагрузки потребителя R_H , X_H и сопротивления $X_{БК}$ батареи конденсаторов. На рис. 4.4, б показана векторная диаграмма напряжений и токов в конце линии. Ток нагрузки потребителя \underline{I}_H имеет активную $\underline{I}_{H,A}$ и индуктивную $\underline{I}_{H,P}$ составляющие и его вектор отстает на угол φ_2 от вектора напряжения \underline{U}_2 в конце линии.

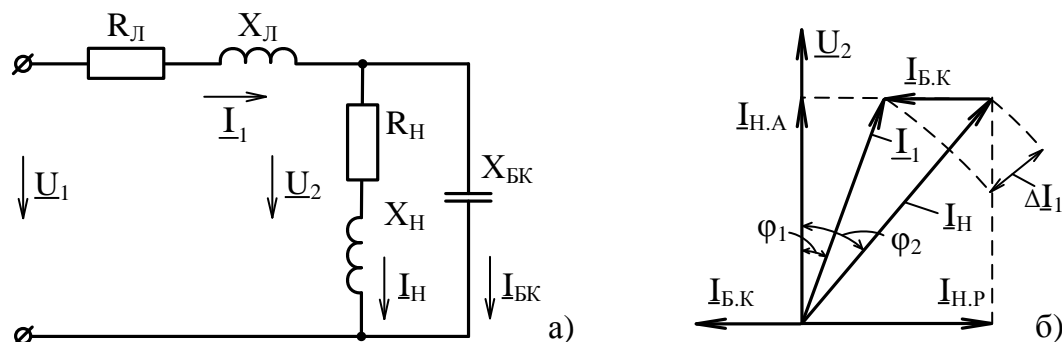


Рис. 4.4. Векторная диаграмма напряжений и токов в конце линии

1. При подключении компенсирующего устройства мощностью Q_K (ток $\underline{I}_{БК}$), параллельно потребителю, ток в конце линии уменьшается и становится равным

$$I_1 = \frac{\sqrt{P^2 + (Q - Q_K)^2}}{\sqrt{3} \cdot U_2} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_2} \cdot \sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_1}, \quad (4.9)$$

где φ_1 – угол сдвига между вектором напряжения \underline{U}_2 и вектором тока в линии \underline{I}_1 . Это позволяет разгрузить линию электропередачи или уменьшить сечение проводов или кабелей на величину

$$\Delta F = \frac{\Delta I_1}{j_{\text{э}}} = \frac{I_{\text{н}} - I_1}{j_{\text{э}}}, \quad (4.10)$$

где $j_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока

Соответственно может быть снижена установленная мощность трансформаторов, т. е. снижаются капитальные затраты на проектируемую сеть. Если сеть уже существует, то компенсация позволяет повысить её пропускную способность по активной мощности.

При токе батареи конденсаторов $I_{\text{БК}} = I_{\text{н.р}}$ ток в линии будет иметь минимальное значение $I_1 = I_{\text{н.а}}$, а при перекомпенсации реактивной мощности, когда ток $I_{\text{БК}}$ будет больше $I_{\text{н.р}}$, ток в линии I_1 будет увеличиваться.

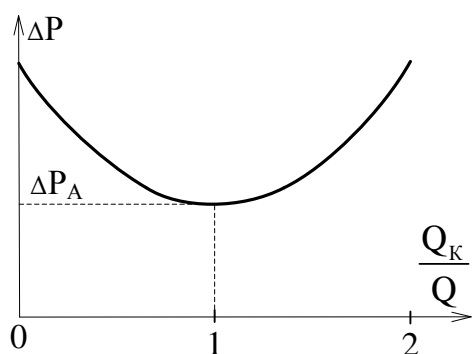


Рис. 4.5. Изменение потерь активной мощности

2. При наличии компенсации реактивной мощности снижаются потери активной мощности и электроэнергии. Для элемента СЭС с активным сопротивлением R потери активной мощности составят

$$\Delta P = \frac{P^2 + (Q - Q_K)^2}{U^2} \cdot R. \quad (4.11)$$

Зависимость $\Delta P = f(Q_K)$, приведенная на рис. 4.5, показывает, что перекомпенсация реактивной мощности ($Q_K > Q$) не только нецелесообразна, но и вредна, поскольку

увеличиваются потери активной мощности по сравнению с их возможным минимумом ΔP_A .

3. Потери электроэнергии в электрической сети от протекания по ней реактивной мощности за год в функции от мощности $Q(t) - Q_K(t)$ можно представить в виде

$$W_K = \frac{R}{U^2} \int_0^{8760} [Q(t) - Q_K(t)]^2 dt. \quad (4.12)$$

Уменьшение потерь электроэнергии при введении компенсирующей мощности Q_K составит

$$\Delta W_K = W_O - W_K = \frac{R}{U^2} \left[2 \cdot \int_0^{8760} Q(t) \cdot Q_K(t) dt - \int_0^{8760} Q_K^2(t) dt \right], \quad (4.13)$$

где W_O – потери электроэнергии в электрической сети при отсутствии компенсации реактивной мощности.

Если допустить, что компенсирующее устройство работает весь год с номинальной мощностью, то экономия электроэнергии составит

$$\Delta W_K = \frac{R}{U^2} \cdot Q_K \cdot (2 \cdot Q_{\text{с.г}} - Q_K) \cdot 8760, \quad (4.14)$$

где $Q_{\text{с.г}}$ – среднегодовая реактивная нагрузка.

4. При компенсации реактивной мощности снижаются её потери

$$\Delta Q = \frac{P^2 + (Q - Q_K)^2}{U^2} \cdot X = \Delta Q_A + \Delta Q_P(Q_K). \quad (4.15)$$

На ступенях высшего напряжения систем электроснабжения, где $X \gg R$, потери реактивной мощности могут значительно превышать потери активной мощности. Снижение потерь активной и реактивной мощностей тем больше, чем ближе к потребителям реактивной мощности устанавливаются компенсирующие устройства.

5. Компенсация реактивной мощности сказывается не только на токовой нагрузке элементов систем электроснабжения, но и на потере напряжения в сети

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + (Q - Q_K) \cdot X}{U_2}. \quad (4.16)$$

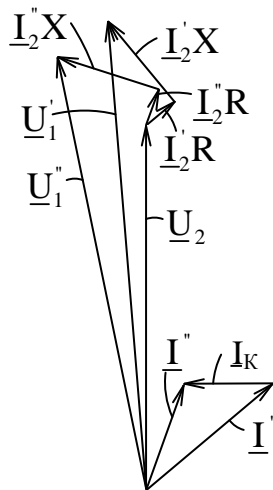


Рис. 4.6. Векторная диаграмма напряжений и токов

На рис. 4.6 показана векторная диаграмма напряжений и токов для двух случаев: при отсутствии (величины U_1, I) и наличии (величины U_1'', I'', I_K) компенсации реактивной мощности. Диаграмма построена исходя из условия обеспечения постоянного значения напряжения U_2 в конце линии электропередачи и активной мощности потребителя. Наличие у потребителя компенсирующих устройств с регулируемой реактивной мощностью позволяет осуществлять с их помощью не только компенсацию реактивной мощности, но и при необходимости местное регулирование напряжения за счет изменения потери напряжения в элементах системы электроснабжения.

Таким образом, компенсация реактивной мощности имеет большое практическое значение, т. к. позволяет получить большой экономический эффект, заключающийся в снижении потерь активной мощности и электроэнергии, потерь реактивной мощности, улучшении режимов работы систем электроснабжения.

4.4. Потребители реактивной мощности

Реактивную мощность потребляют следующие виды электроприёмников:

- асинхронные двигатели – 40 %;
- силовые трансформаторы всех ступеней трансформации (реактивные потери в трансформаторах) – 35 %;
- вентильные преобразователи – 10 %;
- электротехнические установки – 8 %;

– линии электропередачи – 7 %.

Для разных энергосистем и промышленных регионов процентный состав может несколько отличаться [20].

В общем случае, величина потребляемой реактивной мощности катушкой индуктивности, имеющей магнитную систему, определяется соотношениями

$$Q = \frac{3 \cdot U_{\Phi}^2}{X_{\Phi}} = \frac{U_{\text{Л}}^2}{X_{\Phi}} = C_1 \cdot \frac{U_{\text{Л}}^2}{f} \cdot R_{\mu} = C_1 \cdot \frac{U_{\text{Л}}^2 \cdot L}{f \cdot \mu \cdot S} = C_2 \cdot \Phi_m^2 \cdot f \cdot R_{\mu}, \quad (4.17)$$

где U_{Φ} и $U_{\text{Л}}$ – фазное и линейное напряжения сети; X_{Φ} – индуктивное сопротивление потребителя реактивной мощности; $C_1 = 1/(2\pi \cdot W)$ – коэффициент пропорциональности; W – число витков обмотки, создающей магнитный поток Φ_m ; f – линейная частота напряжения сети; $R_{\mu} = L/(\mu \cdot S)$ – магнитное сопротивление пути магнитного потока; L и S – длина и сечение пути магнитного потока; μ – магнитная проницаемость материала пути магнитного потока; $C_2 = 3\pi$ – коэффициент пропорциональности.

Из выражения (4.17) видно, потребление реактивной мощности вышеуказанными устройствами (электрическими машинами, аппаратами) возрастает при увеличении напряжения питания $U_{\text{Л}}$ и магнитного сопротивления R_{μ} пути магнитного потока. Согласно (4.17) реактивная мощность пропорциональна квадрату приложенного напряжения. Однако с повышением напряжения возрастает и магнитный поток Φ_m . Это приводит к насыщению магнитной системы и уменьшению магнитной проницаемости μ . Поэтому с увеличением питающего напряжения реактивная мощность возрастает более, чем во второй степени. Кроме того, если магнитная цепь, по которой проходит магнитный поток, содержит воздушный зазор, то потребляемая реактивная также резко возрастает, т. к. магнитная проницаемость воздуха значительно меньше таковой для электротехнической стали.

4.4.1. Асинхронные электродвигатели

Наиболее распространенным электроприёмником во всех отраслях промышленного применения электрической энергии является асинхронный двигатель (АД). АД потребляет из сети значительное количество реактивной мощности. Основной причиной большого потребления реактивной мощности является наличие у АД воздушного зазора между статором и ротором. Вообще стремятся уменьшить величину воздушного зазора, но это приводит к увеличению стоимости АД, т. к. увеличивается магнитное притяжение и, следовательно, увеличиваются размеры вала и станины, ухудшается охлаждение, возрастают требования к центровке, вибрациям, подшипникам и т.д.

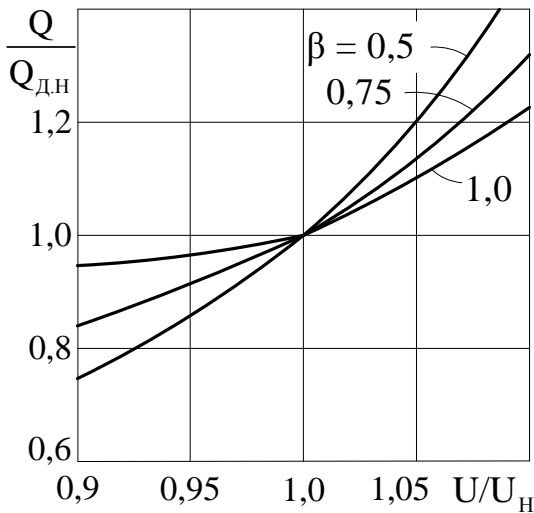


Рис. 4.7. Усреднённые статические характеристики АД

Отметим, что при увеличении напряжения сверх номинального потребляемая АД реактивная мощность возрастает более чем во второй степени. На рис. 4.7 приведены усреднённые статические характеристики АД – зависимости относительной величины Q/Q_N потребляемой реактивной мощности от относительной величины U/U_N напряжения питания при различных коэффициентах загрузки β АД на валу. Изменение реактивной мощности при изменении напряжения питания АД на единицу мощности принято характеризовать частной производной $q = dQ/dU$. При

номинальном напряжении питания и номинальной нагрузке величины $q = 2-3$: меньшие значения q соответствуют крупным двигателям, большие – маломощным.

Для количественной оценки потребляемой реактивной мощности рассмотрим схему замещения АД (рис. 4.8, а), для которой можно записать следующее соотношение

$$Q_{\text{АД}} = 3 \cdot [I_1^2 \cdot X_1 + I_0^2 \cdot X_0 + (I_2')^2 \cdot X_2'] \approx 3 \cdot [I_0^2 \cdot (X_0 + X_1) + (I_2')^2 \cdot (X_1 + X_2')] \approx \quad (4.18)$$

$$\approx Q_0 + Q_P = Q_0 + \beta^2 \cdot Q_{P.N},$$

где I_1 , I_0 , I_2' – соответственно первичный ток, ток холостого хода и приведенный вторичный ток; X_1 , X_2' , X_0 и r_1 , r_2' , r_0 – индуктивные и активные сопротивления соответственно цепей первичной, вторичной обмоток АД и холостого хода; Q_0 , Q_P , $Q_{P.N}$ – реактивные мощности холостого хода и рассеяния при текущем и номинальном значениях нагрузки; на рис. 4.8, а буквой S обозначено скольжение АД.

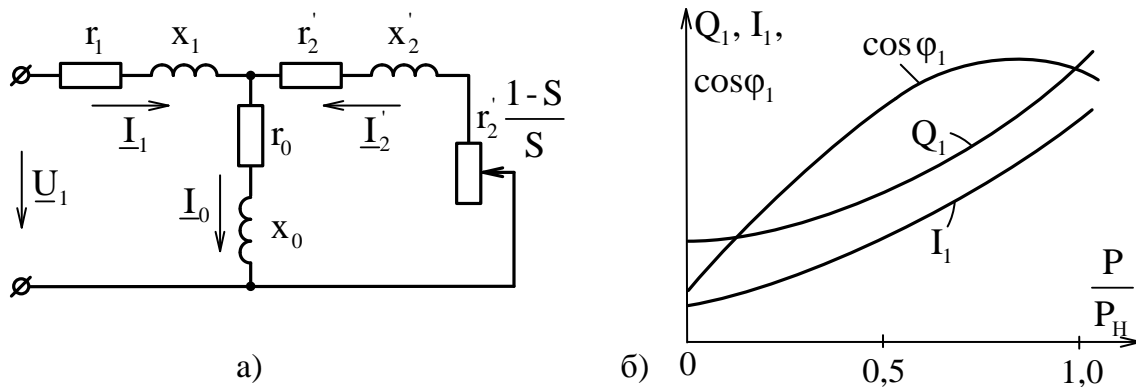


Рис. 4.8. Характеристики асинхронных двигателей

Реактивная мощность холостого хода Q_0 для АД при номинальном напряжении практически неизменна, а текущая мощность Q_p растет пропорционально квадрату коэффициента загрузки β АД на валу (рис. 4.8, б). При номинальной нагрузке обычно $Q_0 \approx Q_p$. Поэтому при изменении активной нагрузки АД от нуля до номинальной $P_{д.н}$ реактивная мощность двигателя $Q_{АД}$ увеличивается примерно в два раза.

Коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\varphi$ АД (потребляемая реактивная мощность) изменяется в широких пределах в зависимости от номинальной мощности и частоты вращения ротора АД, коэффициента его загрузки и, как было отмечено выше, напряжения сети, к которой он подключен [11]. На рис. 4.9, а, б представлены соответственно зависимости потребляемой реактивной мощности Q и величины $\text{tg}\varphi$ при глубоком изменении напряжения питания U и различных коэффициентах загрузки β на валу АД, а на рис. 4.9, в, г – зависимости величины $\text{tg}\varphi$ от напряжения U при различных значениях β для двух АД с одинаковой частотой вращения ротора, но с различными номинальными активными мощностями $P_{д.н}$.

Анализ характеристик позволяет сделать следующие выводы. Относительная величина потребляемой АД реактивной мощности увеличивается: при уменьшении номинальной мощности АД; при уменьшении коэффициента его загрузки β ; при увеличении напряжения питания. Особенно резкое увеличение $\text{tg}\varphi$ наблюдается при увеличении напряжения питания у мало загруженных двигателей. Например, при увеличении напряжения U на 10 % по отношению к номинальному U_n для двигателя с $P_{д.н} = 1$ кВт и $\beta = 0,5$ (рис. 4.9, в) величина $\text{tg}\varphi$ возрастает на 43 %, а потребление реактивной мощности достигает 3 квар на 1 кВт активной мощности. Увеличение загрузки для этого двигателя с $\beta = 0,5$ до 0,75 позволяет снизить коэффициент $\text{tg}\varphi$ на 28 %. Исследования показывают, что оптимальная величина загрузки АД находится в пределах $\beta = 0,7-0,9$.

В целях уменьшения потребления реактивной мощности АД применяют следующие мероприятия:

1. Выбирают АД с максимально возможной (по условиям работы привода) частотой вращения и с наименьшим воздушным зазором.
2. Выбирают АД без лишних запасов по мощности, т. к. недогруженные АД работают с высоким коэффициентом $\text{tg}\varphi$.
3. Переключают обмотку статора АД с треугольника на звезду при длительном снижении нагрузки ниже 40–50 % для уменьшения величины Q_0 двигателя за счет снижения фазного напряжения в $\sqrt{3}$ раза.

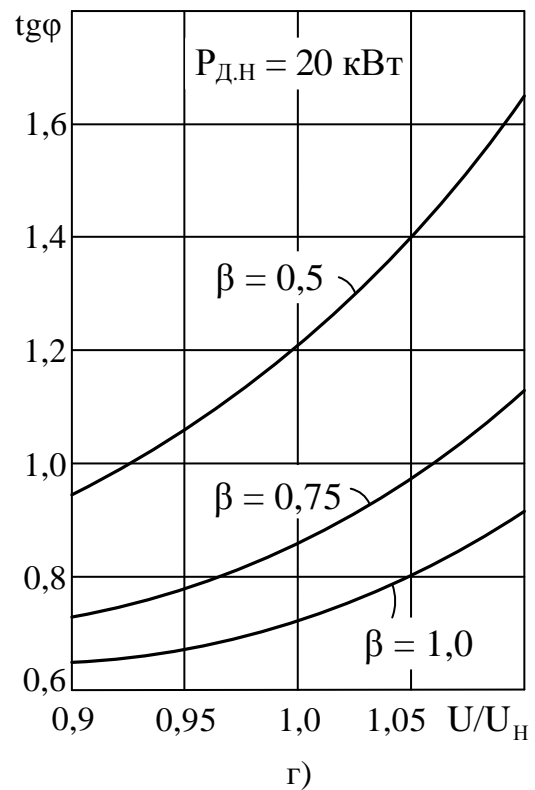
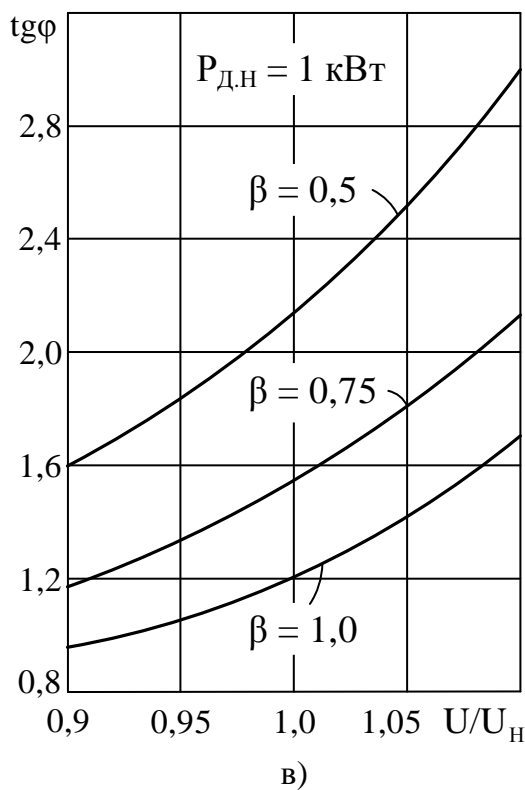
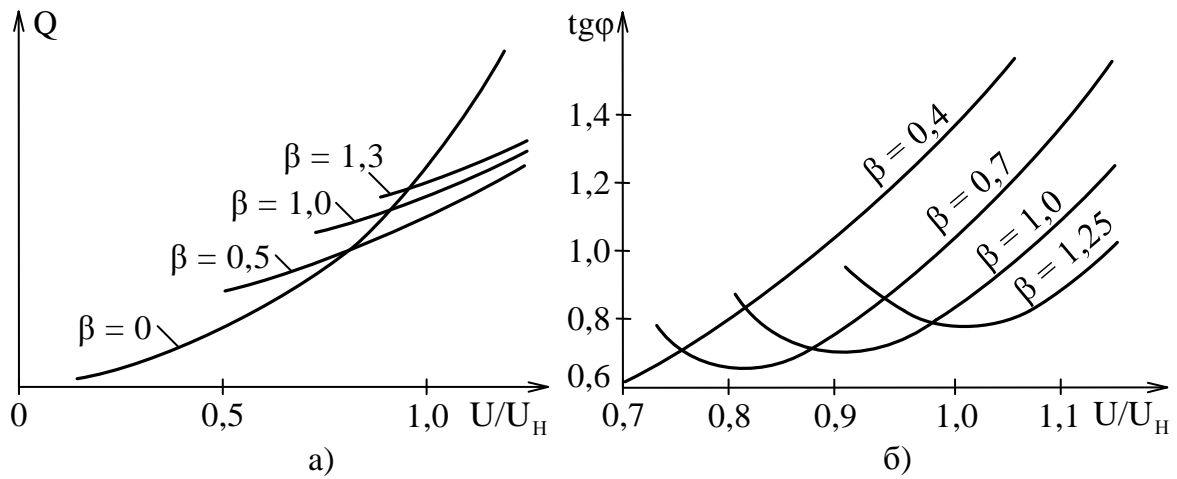


Рис. 4.9. Характеристики асинхронных двигателей

4.4.2. Силовые трансформаторы

Реактивная мощность, потребляемая силовыми трехфазными трансформаторами, расходуется на намагничивание магнитопровода и на создание полей рассеяния. Трансформаторы собирают так, чтобы зазоры между пластинами магнитопровода были минимальными, что обуславливает небольшое магнитное сопротивление R_{μ} (см. выражение 4.17) их магнитной системы. В результате этого силовые трансформаторы потребляют значи-

тельно меньше реактивной мощности, чем асинхронные двигатели, примерно на порядок при той же номинальной мощности.

Потери (потребление) реактивной мощности в силовом трансформаторе можно записать

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{XX} + K_3^2 \cdot \Delta Q_{K3}, \quad (4.19)$$

где ΔQ_{XX} – реактивная мощность холостого хода, используемая на намагничивание системы трансформатора; K_3 – коэффициент загрузки по току силового трансформатора; ΔQ_{K3} – реактивная мощность короткого замыкания, идущая на создание полей рассеяния.

У современных силовых трансформаторов потери реактивной мощности на намагничивание находятся в диапазоне 1–2 % $S_{T,НОМ}$, а на создание полей рассеяния – около 2 % $S_{T,НОМ}$ (принято $K_3 = 0,65–0,7$, а напряжение короткого замыкания $U_{K, \%} = 5,5$ %), т. е. в сумме получается, что потери $\Delta Q_T = 3–4$ % $S_{T,НОМ}$. В силовых трансформаторах старых конструкций потери ΔQ_T достигают 6–8 % $S_{T,НОМ}$. Так как число трансформаций (повышения и понижения) напряжения при передаче электроэнергии от генераторов энергосистемы до потребителей составляет 4–7, суммарное потребление реактивной мощности силовыми трансформаторами в целом велико – 30–35 % всей потребляемой реактивной мощности в электрических сетях.

Как было отмечено выше, существенную роль в балансе реактивной мощности, потребляемой силовыми трансформаторами, играют потери холостого хода, составляющие 50–60 % полных потерь реактивной мощности нагруженных трансформаторов. Отсюда следует, что обеспечение рационального режима работы трансформаторов является важным направлением снижения потребления реактивной мощности и уменьшения потерь активной мощности. При малой загрузке трансформаторов (коэффициент загрузки $K_3 \leq 0,3$) целесообразна их замена на менее мощные. При $K_3 > 0,3$ требуется обоснование замены путём подсчёта приведённых потерь активной мощности. Анализ характеристик силовых трансформаторов показывает, что повышение коэффициента их загрузки K_3 до 0,6 приводит к заметному снижению $\text{tg}\varphi$, а при дальнейшем повышении коэффициента загрузки K_3 коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\varphi$ меняется незначительно.

Для уменьшения потерь реактивной мощности в трансформаторах рекомендуется отключать в резерв трансформаторы, загруженные менее 40 % их номинальной мощности, с переводом нагрузки на другие трансформаторы.

4.4.3. Электротехнологические установки

Наиболее мощными электротехнологическими установками промышленных предприятий для выплавки черных и цветных металлов и для электрокрекинга нефти являются дуговые установки [17]. Потребление реак-

тивной мощности печью дугового типа (рис. 4.10, а) обусловлено необходимостью достаточно большого угла сдвига φ по фазе между напряжением и током в цепи электрической дуги. Если бы угол $\varphi = 0$, то за один период переменного тока в моменты прохождения синусоиды напряжения через нуль электрическая дуга прерывалась бы и загоралась вновь дважды (рис. 4.10, б). Это сопровождалось бы резким уменьшением температуры в межэлектродном пространстве и снижением производительности печи, качества металла. Для получения непрерывного горения дуги последовательно с электропечным трансформатором ЭПТ включается индуктивность L (рис. 4.10, а). При этом горение дуги в момент прохождения напряжения через нуль поддерживается за счет энергии, накопленной в индуктивности L (рис. 4.10, в). Индуктивность подбирается так, чтобы обеспечивался достаточный для непрерывного горения дуги угол сдвига φ между напряжением и током, т. е. чтобы при прохождении тока через нуль выполнялось условие

$$U \cdot \sin\varphi \geq U_{\text{д}}, \quad (4.20)$$

где $U_{\text{д}}$ – напряжение горения дуги.

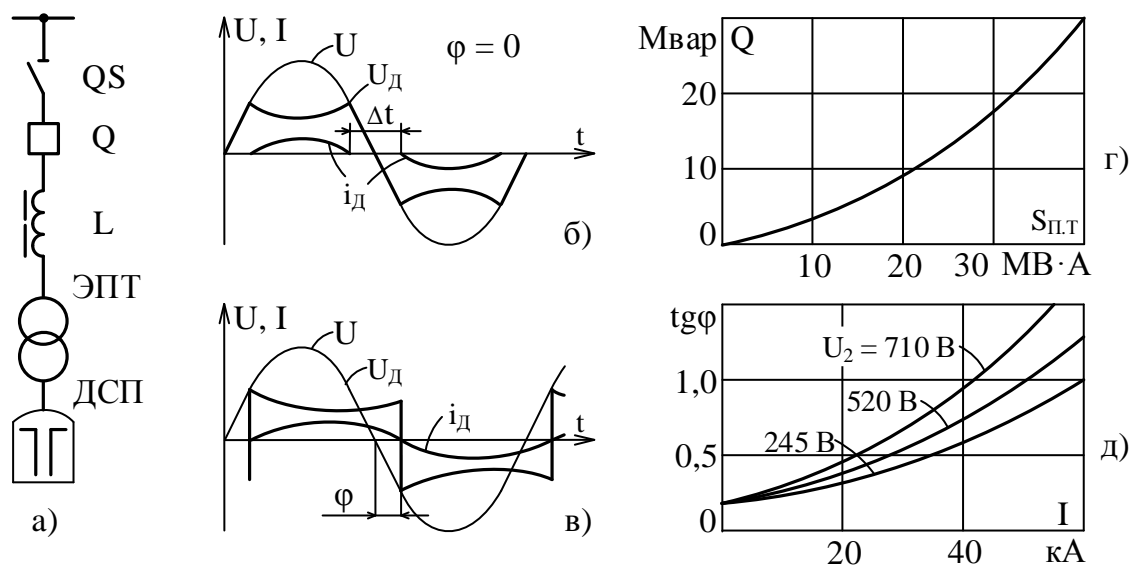


Рис. 4.10. Характеристики дуговой печи

Непрерывное горение дуги переменного тока получается при угле $\varphi > 30-35$, т. е. при $\text{tg}\varphi > 0,55-0,7$. Реактивная мощность в дуговой печи необходима не только для непрерывного горения дуги, но и для покрытия потерь в печном трансформаторе и в короткой сети, также обладающих своими индуктивностями. По мере роста объема печи и мощности электропечных трансформаторов $S_{\text{ПТ.НОМ}}$ приходится увеличивать индуктивность, что приводит к повышению $\text{tg}\varphi$ дуговой печи в целом. На рис. 4.10, г приведена зависимость потребляемой реактивной мощности электропечной установкой от мощности $S_{\text{ПТ.НОМ}}$ печного трансформатора, а на

рис. 4.10, д – зависимость величины коэффициента $\text{tg}\varphi$ от токовой нагрузки I при различных величинах вторичного напряжения U_2 , подводимого к электродам печи.

Характеристики электросварочных установок, как потребителей реактивной мощности, подобны характеристикам дуговых электропечных установок. Сварочные установки преимущественно однофазные, с резкопеременной нагрузкой и очень высоким коэффициентом реактивной мощности: $\text{tg}\varphi$ установок дуговой сварки достигает значений 2,5–3,0, а контактной сварки – 1,5–5,0. В тех случаях, когда мощные сварочные установки создают недопустимые колебания и несимметрию напряжений в питающей сети, применяется сварка на постоянном токе. Современные источники питания сварочных установок постоянного тока – тиристорные преобразователи, которые также потребляют реактивную мощность. Их реактивная нагрузка более стабильна, но следует учитывать, что сами преобразователи являются источниками высших гармоник.

Индукционный метод нагрева основан на использовании сильных магнитных полей для расплавления металлов индуцированными токами. Для создания сильных магнитных полей необходим большой расход реактивной мощности. Индукционные печи преимущественно однофазные, мощностью 250–6000 кВт – для плавки цветных металлов и до 17000 кВт – сталеплавильные. Напряжение питания – 380, 6000 и 10000 В. Коэффициент реактивной мощности индукционных печей $\text{tg}\varphi$ очень высок – от 2 до 10. Поэтому для компенсации потребляемой ими реактивной мощности и понижения $\text{tg}\varphi$ до 0–0,5 устанавливаются индивидуальные конденсаторные батареи, мощность которых может превышать активную мощность индукционной установки иногда в 10 раз.

Вентильные преобразователи. Преобразовательные агрегаты, широко применяемые в различных отраслях производства и на транспорте, являются достаточно крупными потребителями реактивной мощности. Потребление реактивной мощности в преобразовательных агрегатах обусловлено наличием согласующих трансформаторов и дросселей.

Относительно малая доля в балансе общего потребления реактивной мощности обусловлена тем, что крупные преобразовательные агрегаты выполняются компенсированными, которые могут не только потреблять реактивную мощность, но и выдавать её в электрическую сеть.

4.4.4. Потребители реактивной мощности в СЭС со специфическими нагрузками

К специфическим нагрузкам относятся нелинейные, резкопеременные и несимметричные нагрузки. На современных промышленных предприятиях такими нагрузками являются мощные станы горячего и холодного проката с вентильными преобразователями, дуговые сталеплавильные и руднотер-

мические печи, мощные сварочные и индукционные установки и др. Нагрузки регулируемых вентильных преобразователей характеризуются большим потреблением реактивной мощности, а, следовательно, высоким коэффициентом реактивной мощности $\text{tg}\varphi$. Например, для вентильных преобразователей прокатных станов составляет $\text{tg}\varphi = 1-3$.

Резкопеременный характер потребления реактивной мощности вызывает колебания напряжения как в сетях самого промышленного предприятия, так и энергосистемы. Набросы реактивной мощности могут превышать 100 Мвар, причем скорость наброса и сброса dQ/dt потребляемой реактивной мощности достигает для станов горячего проката 400 Мвар/с, для станов холодного проката – до 2000 Мвар/с. При питании таких электроприводов колебания напряжения в электрической сети 6–10 кВ могут достигать более 20 % U_N , а в электрической сети 110–220 кВ даже при мощности КЗ, равной 3500–5000 МВ·А, могут превышать 1–3 % U_N . Кроме того, вентильные преобразователи значительно искажают форму кривой питающего напряжения. Подобные характеристики имеют и дуговые сталеплавильные печи, особенно в период расплавления шихты [11].

Указанные особенности потребителей со специфическими нагрузками предъявляют дополнительные требования к компенсации реактивной мощности, существенно отличающиеся от общепринятых для сетей с так называемой «спокойной» нагрузкой:

1. Ввиду большой величины коэффициента реактивной мощности потребителей и резкопеременного характера нагрузки необходимо осуществлять компенсацию как постоянной, так и переменной составляющих реактивной мощности. Компенсация постоянной составляющей реактивной мощности необходима для уменьшения $\text{tg}\varphi$ и отклонений напряжения в питающей сети, а компенсация переменной составляющей – для снижения колебаний этого напряжения.

2. Ввиду быстрых изменений потребляемой реактивной мощности необходимо применение быстродействующих компенсирующих устройств, способных изменять генерируемую реактивную мощность со скоростью, соответствующей её скорости наброса и сброса. Необходимое быстродействие ориентировочно должно быть $dQ/dt = 100-2000$ Мвар/с.

3. Из-за неравномерного потребления реактивной мощности по фазам необходимо и пофазное управление компенсирующими устройствами.

4. Из-за наличия высших гармоник тока и напряжения при работе потребителей с нелинейными нагрузками, вызывающими значительные перегрузки батарей конденсаторов, необходимо применение фильтрокомпенсирующих устройств.

4.5. Источники реактивной мощности

На рис. 4.11 приведен пример схемы электроснабжения промышленного предприятия. В предыдущем разделе было показано, что в общем случае реактивная мощность потребляется асинхронными двигателями, электротехнологическими установками, различными преобразователями рода тока как на напряжении до 1000 В (Q_H), так и на напряжении выше 1000 В (Q_B). В некоторых случаях крупные электротермические установки – дуговые сталеплавильные, руднотермические печи и пр. – питаются на напряжении 35–110–220 кВ (например, от трёхобмоточных трансформаторов или отдельных специальных трансформаторов). Кроме того, в системе электроснабжения промышленного предприятия имеются потери реактивной мощности в трансформаторах цеховых трансформаторных подстанций $\Delta Q_{T.П}$ и подстанций напряжением 35–110–220/6–10 кВ $\Delta Q_{T.ПС}$.

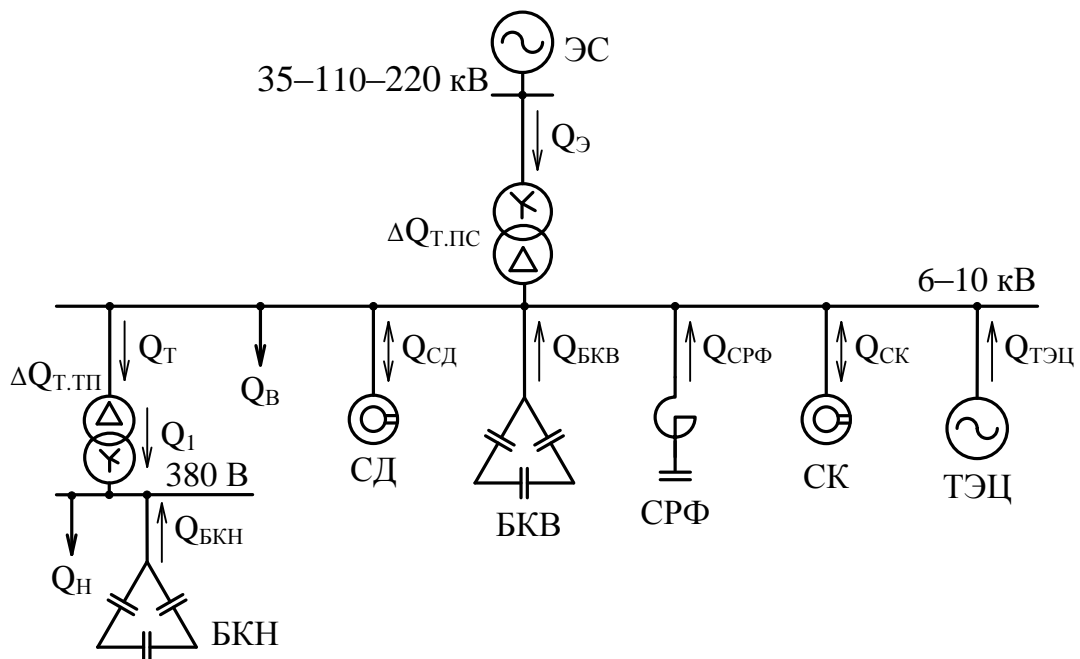


Рис. 4.11. Потребители и источники реактивной мощности промышленного предприятия

Источниками реактивной мощности на промышленных предприятиях являются:

- энергосистема – $Q_Э$;
- собственная ТЭЦ промышленного предприятия – $Q_{ТЭЦ}$;
- синхронные компенсаторы – $Q_{СК}$;
- синхронные электродвигатели – $Q_{СД}$;
- высоковольтные и низковольтные батареи конденсаторов – $Q_{БКВ}$ и $Q_{БКН}$;
- токопроводы, воздушные и кабельные линии;

- все технические устройства, предназначенные для улучшения показателей качества электроэнергии, в том числе фильтры высших гармоник, в которых используются емкости – $Q_{\text{СРФ}}$;
- различного рода компенсированные преобразователи.

4.5.1. Энергосистема и ТЭЦ

Синхронные генераторы энергосистемы и ТЭЦ вырабатывают реактивную мощность как попутный продукт при генерации активной мощности. Высокая надежность работы синхронных генераторов, низкая удельная стоимость вырабатываемой ими реактивной мощности, плавное и автоматическое регулирование её величины определяют использование синхронных генераторов как основных источников реактивной мощности. В то же время передача реактивной мощности от синхронных генераторов энергосистемы осуществляется на большие расстояния с большими потерями активной и реактивной мощностей. Последнее обстоятельство ограничивает использование этой реактивной мощности – во многих случаях более экономичной оказывается её компенсация на месте её потребления.

На возможность генерации реактивной мощности энергосистемой влияет режим её потребления в системах электроснабжения промышленных предприятий: в часы максимума электрических нагрузок энергосистемы возникает дефицит реактивной мощности, а в часы минимума – её избыток. В соответствии с этим, предприятиям задается ряд показателей, характеризующих потребление реактивной мощности в указанные периоды времени. При несоблюдении предприятиями режима потребления реактивной мощности, к ним предъявляются штрафные санкции.

4.5.2. Синхронные компенсаторы

Синхронные компенсаторы – это один из видов синхронных машин, работающих без активной нагрузки на валу. Достоинствами синхронных компенсаторов как источников реактивной мощности являются: положительный регулирующий эффект, заключающийся в возможности быстрого, автоматического, плавного, с широкими пределами регулирования генерируемой и потребляемой реактивной мощности; достаточная термическая и электродинамическая стойкость обмоток синхронного компенсатора во время коротких замыканий. В тоже время синхронные компенсаторы являются более сложными в эксплуатации и имеют значительные удельные потери активной мощности.

На промышленных предприятиях применение синхронных компенсаторов допускается, когда мощность компенсирующих устройств превышает 10 Мвар. Как правило, синхронные компенсаторы устанавливаются на

крупных районных подстанциях энергосистемы или на крупных промышленных предприятиях.

4.5.3. Синхронные двигатели

Синхронные двигатели могут, как потреблять, так и генерировать реактивную мощность как попутный продукт при выполнении своей основной задачи – преобразования электрической энергии в механическую. Поэтому удельные затраты на выработку реактивной мощности двигателями малы, т. к. капитальные затраты на их установку относятся по прямому их назначению. СД, как источники реактивной мощности, обладают следующими достоинствами: находятся непосредственно в цехе, поэтому потери активной мощности, связанные с передачей реактивной мощности, минимальны; обеспечивают плавное регулирование реактивной мощности; повышают предел устойчивости нагрузки за счёт регулирования напряжения в точке присоединения к СЭС.

Характер и значение реактивной мощности СД определяются величиной тока возбуждения в обмотке ротора. На рис. 4.12 приведены кривые зависимости тока статора $I_{СТ}$ и реактивной мощности СД $Q_{СД}$ от тока возбуждения $I_{В}$ при различных значениях коэффициента загрузки β СД по активной мощности. Через минимумы тока статора $I_{СТ}$ проходит линия $\varphi = 0$, когда СД не потребляет и не генерирует реактивную мощность, т. е. $Q_{СД} = 0$. Левые ветви кривых соответствуют недовозбуждению СД – в этом режиме он представляет для сети активно-индуктивную нагрузку ($Q_{СД} > 0$). Правые ветви кривых соответствуют режиму перевозбуждения – в этом режиме СД представляет для сети активно-емкостную нагрузку ($Q_{СД} < 0$), т. е. работает не только как двигатель, но и как источник реактивной мощности [12, 33].

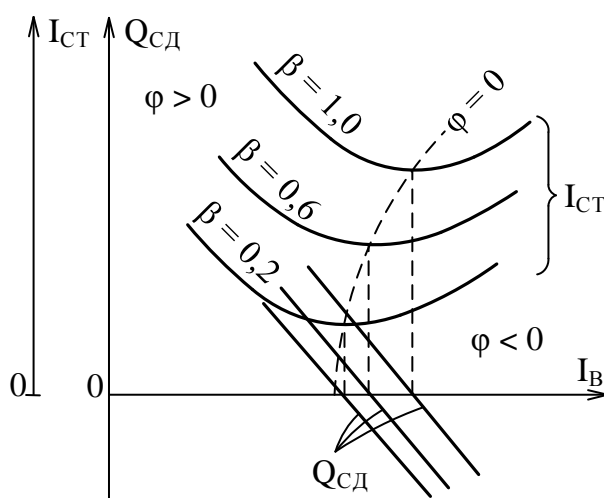


Рис. 4.12. Характеристики синхронного двигателя

Техническая возможность использования СД в качестве источников реактивной мощности ограничивается его наибольшей величиной $Q_{СД,м}$, которую он может генерировать без нарушения условий допустимого нагрева обмоток и электротехнической стали статора и ротора. Условия работы СД характеризуются следующими основными параметрами: коэффициентом загрузки по активной мощности $\beta = P/P_{СД,н}$; коэффициентом загрузки по ре-

активной мощности $\alpha = Q/Q_{\text{СД.н}}$; относительной величиной напряжения на зажимах $U^* = U/U_{\text{н}}$. При номинальных условиях работы, когда $\beta = 1$ и $U^* = 1$, СД может длительно генерировать **номинальную реактивную мощность** $Q_{\text{СД.н}}$. При загрузке по активной мощности $\beta < 1$ величина генерируемой реактивной мощности может быть увеличена. Эту мощность называют **располагаемой или максимальной реактивной мощностью** СД при данной нагрузке, которая определяется по формуле

$$Q_{\text{СД.м}} = \alpha_{\text{м}} \cdot \sqrt{P_{\text{СД.н}}^2 + Q_{\text{СД.н}}^2}. \quad (4.20)$$

Наибольшая допустимая перегрузка $\alpha_{\text{м}}$ СД зависит от его загрузки по активной мощности и коэффициента $\cos \varphi$, с которым СД должен работать.

Кроме **номинальной** $Q_{\text{СД.н}}$ и **располагаемой** $Q_{\text{СД.м}}$ реактивных мощностей синхронных двигателей следует различать **оптимальную** реактивную мощность $Q_{\text{СД.опт}}$ СД, которая определяется при оптимизационных расчётах источников реактивной мощности системы электроснабжения промышленного предприятия. Разность между располагаемой и оптимальной мощностями используется в качестве резерва реактивной мощности на предприятии

$$Q_{\text{рез.рм}} = Q_{\text{СД.м}} - Q_{\text{СД.опт}}. \quad (4.21)$$

При генерации реактивной мощности в синхронном двигателе возникают потери активной мощности $\Delta P = f(\alpha, \beta, U^*)$, являющиеся функцией от трёх параметров

$$\Delta P = D_1 \cdot \frac{Q}{Q_{\text{СД.н}}} + D_2 \cdot \frac{Q^2}{Q_{\text{СД.н}}^2}, \quad (4.22)$$

где D_1 и D_2 – постоянные величины, зависящие от технических параметров СД, кВт.

Синхронный двигатель вырабатывает (отдаёт в сеть) реактивную мощность, что вызывает уменьшение потерь активной мощности в сети. Однако при этом увеличиваются суммарные активные потери в самом двигателе. При каких-то условиях дополнительные потери в СД могут превзойти экономию от уменьшения потерь в сети. Поэтому количество вырабатываемой СД реактивной мощности должно определяться путём технико-экономических расчётов конкретно для каждой электрической сети.

4.5.4. Статические конденсаторы

Статические конденсаторы (далее будем использовать термин батареи конденсаторов – БК) получили на промышленных предприятиях наибольшее распространение как средство компенсации реактивной мощности. Основными их достоинствами являются:

1. Незначительные потери активной мощности: для БК напряжением до 1000 В – $\Delta P_{\text{БКН}} = 3,5\text{--}4,5$ Вт/квар; напряжением выше 1000 В – $\Delta P_{\text{БКВ}} = 2\text{--}3$ Вт/квар.
2. Отсутствие вращающихся частей и сравнительно малая масса БК, не требующая фундамента.
3. Более простая и дешевая эксплуатация, чем других компенсирующих устройств.
4. Возможность регулирования мощности БК.
5. Возможность установки в любой точке сети – у отдельных электроприемников, группами в цехах, на РП или ГПП.
6. Выход из строя отдельного конденсатора при надлежащей защите конденсаторной установки не отражается на её функционировании в целом.

Недостатки БК:

1. Плохо переносят перенапряжения.
2. Могут способствовать резонансу токов на одной из гармоник сети, что вызывает в ряде случаев повреждение БК вследствие перегрузки по току.

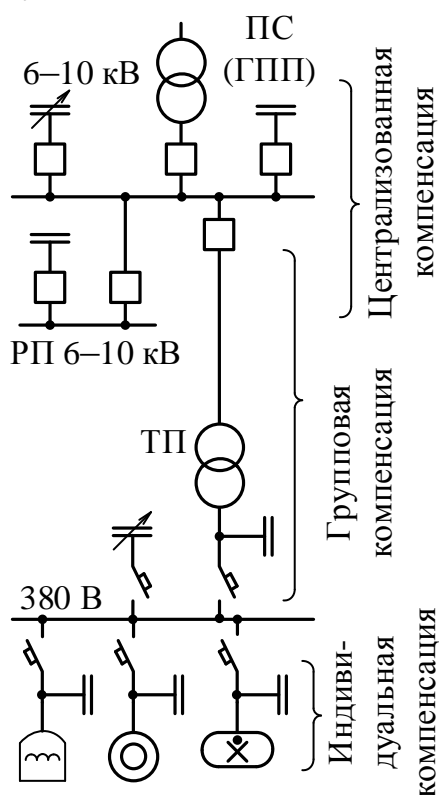


Рис. 4.13. Виды компенсации реактивной мощности

3. При повреждениях в условиях эксплуатации не могут быть отремонтированы.

4. Требуют снятия остаточного заряда (разряда) после отключения от сети.

Указанные выше преимущества БК перед другими видами источников реактивной мощности обеспечили их широкое применение в СЭС ПП. В схемах электропитания статические конденсаторы могут осуществлять (рис. 4.13):

1. **Индивидуальную компенсацию** реактивной мощности асинхронных двигателей, осветительных установок, сварочных аппаратов, электротермических и других установок. Преимущество: непосредственное подключение БК к зажимам потребителя реактивной мощности. Недостаток: большое число БК малой мощности, что обуславливает повышенные капитальные вложения и сложность их эксплуатации.

2. **Групповую компенсацию** реактивной мощности большого числа одиночных потребителей. Преимущество: небольшое число БК. Недостаток:

не компенсируется реактивной мощности в линиях, питающих одиночные потребители.

3. **Централизованную компенсацию** реактивной мощности в центрах питания – на РП и ГПП. Преимущества: уменьшение количества оборудования и снижение капитальных вложений; возможность изменения генерируемой реактивной мощности в зависимости от потребности или от заданного значения $\text{tg } \varphi$; возможность регулирования напряжения в режимах максимальных и минимальных нагрузок предприятия. Недостаток: отсутствие разгрузки от реактивной мощности элементов СЭС, расположенных между БК и потребителем.

В трёхфазной электрической сети батареи конденсаторов соединяют по схеме «треугольника» или «звезды». Реактивная мощность батареи конденсаторов, соединённых по схеме «треугольник», равна

$$Q = \omega \cdot C \cdot U_{\Delta}^2, \quad (4.23)$$

а соединённых по схеме «звезда»

$$Q = \omega \cdot C \cdot U_{\Phi}^2. \quad (4.24)$$

Из формул видно, что соединение конденсаторов по схеме «треугольник» позволяет получить от конденсаторов одной и той же емкости в 3 раза большую мощность, чем при соединении по схеме «звезда».

Следует также отметить, что действительная мощность $Q_{\text{д}}$ БК зависит от фактического уровня напряжения $U_{\text{с}}$ в точке присоединения БК

$$Q_{\text{д}} = Q_{\text{к.ном}} \cdot \left(\frac{U_{\text{с}}}{U_{\text{к.ном}}} \right)^2, \quad (4.25)$$

где величины $Q_{\text{к.ном}}$ и $U_{\text{к.ном}}$ относятся к паспортным данным конденсаторов.

Для безопасности обслуживания отключенных конденсаторов – для снятия остаточного напряжения – параллельно конденсаторам наглухо включаются разрядные резисторы. Величина сопротивления резистора выбирается исходя из следующих условий: время разряда конденсатора не должно превышать 3–5 мин; потери активной мощности в резисторах не должны превышать 1 Вт/квар. Ориентировочно разрядное сопротивление определяется выражением, Ом,

$$R = 15 \cdot 10^6 \cdot \frac{U_{\Phi}}{Q_{\text{к}}}, \quad (4.26)$$

где U_{Φ} – фазное напряжение сети, кВ; $Q_{\text{к}}$ – мощность БК, квар.

Промышленностью выпускаются комплектные конденсаторные установки (ККУ) на напряжения 0,38 и 0,66 кВ мощностью от 100 до 600 квар и на напряжения 6 и 10 кВ мощностью от 450 до 3150 квар. С 1987 г. ККУ комплектуются конденсаторами типа КЭК, пропитанными экологически безопасной жидкостью (миксофлекс или фенилсилилэтан), которые химически не стойки и разлагаются на воздухе, но горючи и токсичны. Ранее в

конденсаторах типов КС и КСК в качестве жидкого диэлектрика применялся трихлордифенил, который обладает высокой химической и биологической стойкостью, трудно поддается разложению, накапливается в природе.

Каждый конденсатор конструктивно содержит ряд последовательно (для увеличения номинального напряжения) и параллельно (для увеличения емкости) соединенных секций. Каждая секция состоит из металлических обкладок (алюминиевой фольги толщиной 0,01 мм) и разделяющих изолирующих прослоек (из конденсаторной бумаги толщиной 0,007–0,012 мм). У низковольтных конденсаторов прокладки выполняются в виде 1–3 слоёв, а у высоковольтных – 10–17 слоёв. Относительный расход бумаги и фольги на 1 квар мощности в низковольтных конденсаторах больше, чем в высоковольтных конденсаторах, что и обуславливает их большую удельную стоимость.

Конструктивно ККУ напряжением 6–10 кВ состоит из ячейки ввода и одной или нескольких конденсаторных ячеек (рис. 4.14). В ячейке ввода находится трехполюсный разъединитель с заземляющими ножами и приводом, элементы электромагнитной блокировки и измерительная аппаратура. В конденсаторной ячейке размещены три конденсатора типа КЭК2-10,5-150 со встроенными разрядными резисторами. Конденсаторы соединены по схеме «треугольника». Для защиты ККУ при пробое отдельного конденсатора последовательно с каждым установлен предохранитель F, имеющий указатель срабатывания. Предохранитель устанавливается отдельно от конденсатора с учетом требуемых ПУЭ изоляционных промежутков. Пример записи типа ККУ: УКЛ(П)-10,5-450–3150 – установка конденсаторная с левым или правым размещением ячейки ввода, напряжение 10,5 кВ, номинальная мощность от 450 до 3150 квар.

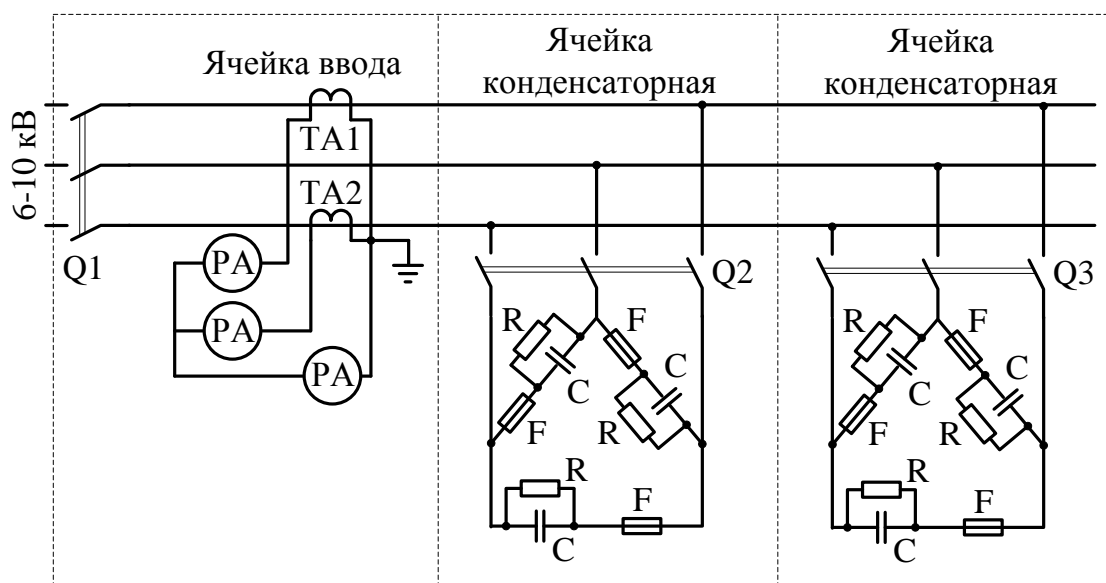


Рис. 4.14. Схема комплектной конденсаторной установки

В системах электроснабжения, питающих преобразовательные установки и другие установки с нелинейными нагрузками, ток и напряжение содержат высшие гармоники. Чем выше номер гармоники, тем меньше емкостное сопротивление конденсатора $X_C = 1/(\omega C)$, что может приводить к дополнительной нагрузке БК. Токи высших гармоник в БК значительно увеличиваются, если в СЭС образуется резонансный контур, состоящий из емкости БК и индуктивностей СЭС [11].

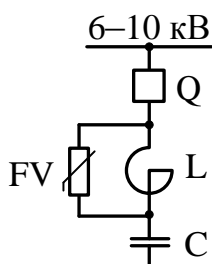


Рис. 4.15. Батарея конденсаторов с защитным реактором

Для предотвращения резонансных явлений последовательно с БК включают защитный реактор (рис. 4.15). Индуктивное сопротивление реактора должно быть рассчитано так, чтобы в этой цепи создавался резонанс напряжений на частоте, которая должна быть меньше наименьшей гармоники, возникающей в электрической сети при нелинейной нагрузке, т. е. должно выполняться условие

$$v_p \omega L = \frac{1}{v_p \omega C}; \quad v_p < v_{\text{мин}}, \quad (4.27)$$

где v_p – гармоника, на которую необходимо настроить последовательную LC-цепь; $v_{\text{мин}}$ – минимальная гармоника, возникающая при нелинейной нагрузке.

Например, если в электрической сети присутствует минимальная гармоника $v_{\text{мин}} = 5$, то LC-цепь должна быть настроена на гармонику, примерно равную $v_p = 4,5$.

Индуктивное сопротивление защитного реактора на частоте 50 Гц определяется из условия

$$X_p > \frac{X_C}{v_{\text{мин}}^2} = \frac{U_{\text{к.н}}^2}{v_{\text{мин}}^2 \cdot Q_{\text{к.н}}}, \quad (4.28)$$

где $U_{\text{к.н}}$ и $Q_{\text{к.н}}$ – номинальные напряжение и мощность БК.

4.6. Определение мощности компенсирующих устройств

В общем случае определение мощности компенсирующих устройств промышленного предприятия является оптимизационной задачей, целью которой является нахождение оптимальных реактивных мощностей этих устройств, соответствующей минимуму суммарных затрат

$$Z = Z_{\Gamma} + Z_{\Pi} \Rightarrow \min, \quad (4.29)$$

где Z_{Γ} – затраты на генерацию реактивной мощности; Z_{Π} – затраты на передачу реактивной мощности по электрическим сетям, обусловленные потерями активной мощности.

В системе электроснабжения промышленного предприятия должен быть обеспечен баланс потребляемой предприятием реактивной мощности и реактивной мощности, генерируемой разными источниками (рис. 4.16).

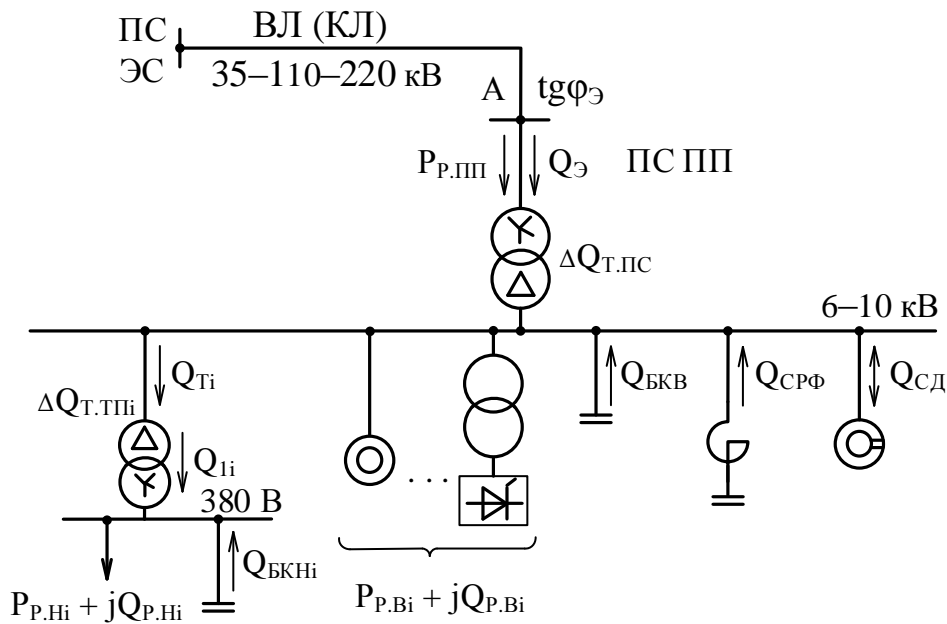


Рис. 4.16. Распределение реактивной мощности на промышленном предприятии

Суммарная потребляемая реактивная мощность предприятия определяется выражением

$$Q_{\text{Р.ПП}} = \sum_i Q_{\text{Р.Н}i} + \sum_i \Delta Q_{\text{Т.ТП}i} + \sum_j Q_{\text{Р.В}j} + \Delta Q_{\text{Т.ГПП}}, \quad (4.30)$$

где $Q_{\text{Р.Н}i}$ – расчётная реактивная нагрузка на напряжении 380 В трансформаторных подстанций ТП; $\Delta Q_{\text{Т.ТП}i}$ – потери реактивной мощности в силовых трансформаторах ТП; $Q_{\text{Р.В}j}$ – расчётная реактивная нагрузка на напряжении 6–10 кВ предприятия; $\Delta Q_{\text{Т.ГПП}}$ – потери реактивной мощности в силовых трансформаторах главной понизительной подстанции предприятия ГПП.

Суммарная генерируемая реактивная мощность всех источников

$$Q_{\text{Г.ПП}} = \sum_i Q_{\text{БК.Н}i} + \sum_k Q_{\text{БК.В}k} + \sum_n Q_{\text{СД}n} + Q_{\text{Э}}, \quad (4.31)$$

где $Q_{\text{БК.Н}i}$, $Q_{\text{БК.В}k}$ – мощность низковольтных и высоковольтных конденсаторных батарей; $Q_{\text{СД}n}$ – мощность синхронных двигателей (низковольтных и высоковольтных); $Q_{\text{Э}}$ – реактивная мощность, передаваемая из энергосистемы в систему электроснабжения предприятия в часы максимума нагрузок.

Для распределения реактивной мощности в системе электроснабжения предприятия нужно знать также его суммарную потребляемую активную мощность

$$P_{P,ПП} = \sum_i P_{P,Hi} + \sum_i \Delta P_{T,ППi} + \sum_j P_{P,Bj} + \Delta P_{T,ППП}, \quad (4.32)$$

где $P_{P,Hi}$ – расчётная активная нагрузка на напряжении 380 В трансформаторных подстанций ТП; $\Delta P_{T,ППi}$ – потери активной мощности в силовых трансформаторах ТП; $P_{P,Bi}$ – расчётная активная нагрузка на напряжении 6–10 кВ предприятия; $\Delta P_{T,ППП}$ – потери активной мощности в силовых трансформаторах главной понизительной подстанции предприятия ГПП.

Величина реактивной мощности $Q_{\text{Э}}$, передаваемой предприятию из энергосистемы, зависит от потребляемой (расчётной) активной мощности предприятия и связана с ней соотношением (коэффициентом реактивной мощности)

$$\text{tg}\varphi_{\text{Э}} = \frac{Q_{\text{Э}}}{P_{P,ПП}}. \quad (4.33)$$

Следует обратить внимание, что мощности $Q_{\text{Э}}$ и $P_{P,ПП}$ рассматриваются на стороне высшего напряжения главной понизительной подстанции ГПП (точка А), где, как правило, располагается граница балансовой принадлежности между энергосистемой и промышленным предприятием.

Величина реактивной мощности $Q_{\text{Э}}$, передаваемой предприятию из энергосистемы, определяется по результатам технико-экономических расчётов и в настоящее время регламентирована приказом Министерства промышленности и энергетики РФ от 23 июня 2015 г., № 380 – табл. 4.1 [40].

Таблица 4.1

Предельные значения коэффициента реактивной мощности $\text{tg}\varphi_{\text{Э}} = Q_{\text{Э}} / P_{P,ПП}$	Напряжение электрической сети, кВ
0,5	110, 220
0,4	6, 10, 35
0,35	0,38

Отметим существенную ситуацию. Предприятие получает из энергосистемы всю необходимую ему расчётную активную мощность $P_{P,ПП}$ и только лимитированное значение реактивной мощности $Q_{\text{Э}}$, за превышение которого предприятие платит штрафы. Дефицит реактивной мощности

$$\Delta Q = Q_{P,ПП} - Q_{\text{Э}} \quad (4.34)$$

должен быть получен от источников реактивной мощности, устанавливаемых в системе электроснабжения промышленного предприятия – низковольтных и высоковольтных конденсаторных батарей, синхронных двигателей и др. Причём получаемая реактивная мощность от каждого из этих

источников определяется в результате оптимизационных технико-экономических расчётов, о которых идёт речь в начале этого параграфа.

4.7. О регулировании реактивной мощности на промышленном предприятии

Задание питающей энергоснабжающей организацией двух значений входной реактивной мощности, которые могут быть переданы предприятию в режимах наибольшей и наименьшей активных нагрузок энергосистемы, соответственно $Q_{Э1}$ и $Q_{Э2}$, предопределяет необходимость регулирования потребления реактивной мощности предприятием в течение суток. Для исключения надбавки и получения скидки к тарифу необходимо выполнение условий фактического потребления предприятием реактивной мощности $Q_{Ф1} \leq Q_{Э1}$ и $Q_{Ф2} = Q_{Э2}$.

Для регулирования потребления реактивной мощности используется автоматическое регулирование возбуждения синхронных машин и мощности батарей конденсаторов.

В системах электроснабжения промышленных предприятий с относительно спокойным режимом работы при совместном использовании батарей конденсаторов и синхронных двигателей в условиях эксплуатации необходимо согласовывать законы их регулирования. Ввиду того, что удельные затраты в батарее конденсаторов меньше, чем в синхронные двигатели, последовательность регулирования мощности батарей конденсаторов и синхронных двигателей следует устанавливать такой, чтобы при необходимости снижения суммарной генерируемой мощности в первую очередь снижалась бы генерируемая реактивная мощность синхронных двигателей, а мощность батарей конденсаторов использовалась как базовая для компенсации постоянной части суточного графика потребления реактивной мощности предприятия. При снижении реактивной мощности предприятия до допустимого предела должен начинать действовать регулятор мощности батарей конденсаторов. При избытке средств компенсации на положение резерва в первую очередь должны переводиться синхронные двигатели.

В режимах минимума электрических нагрузок для поддержания заданного энергосистемой значения мощности $Q_{Э2}$ необходимо отключать соответствующее количество батарей конденсаторов.

Для контроля величины реактивных нагрузок предприятия используются реактивные счетчики с указателем 30-минутного максимума.

В системах электроснабжения промышленных предприятий с резкопеременной нагрузкой используются компенсирующие устройства двух видов – для компенсации постоянной (батарее конденсаторов) и переменной (специальные быстродействующие компенсирующие устройства) составляющих.

5. КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

5.1. Состояние качества электрической энергии

Проблемы электромагнитной совместимости оборудования с питающей электрической сетью возникли в связи с широким внедрением мощных вентильных преобразователей, дуговых сталеплавильных печей, сварочных установок и других устройств, которые оказывают отрицательное влияние на качество электроэнергии в системе электроснабжения.

Под электромагнитной совместимостью понимают способность оборудования нормально функционировать в его электромагнитной среде, не создавая недопустимых электромагнитных помех для другого оборудования, функционирующего в этой же среде. Под средой понимается как электрическая сеть, так и электромагнитные поля.

Проблемы электромагнитной совместимости связаны с необходимостью прогнозирования, измерения, нормирования и уменьшения загрязнения электромагнитной среды. Здесь имеется аналогия с проблемами окружающей среды. Как и в экологии, проблемы электромагнитной совместимости должны решаться на основе системного подхода. Поэтому необходимо выделить электроэкологию, как одну из электрических дисциплин, предметом которой является изучение взаимоотношения электроприемников и окружающей их среды. Объективной предпосылкой принятия концепции электроэкологии является необходимость преодоления противоречий между энергоснабжающими организациями и потребителями [11, 19, 20].

Наличие искажений является объективным фактором, обусловленным развитием способов пользования электрической энергии, а не нарушениями в работе устройств (в последнем случае уровень искажений возрастает). Поэтому ставится задача определения их допустимого уровня, а не их устранения.

Следствием снижения качества электроэнергии является увеличение потерь мощности и электроэнергии в сетях промышленных предприятий, а также в электрооборудовании (трансформаторах, конденсаторах, вращающихся машинах), уменьшение пропускной способности сетей, ухудшение или нарушение нормального хода технологических процессов, снижение производительности, а также повышенный износ электрооборудования. Высшие гармоники тока и напряжения отрицательно воздействуют на работу электронных схем управления, релейной защиты, автоматики, создают резонансные явления в контурах, образуемых индуктивностью сети и емкостью конденсаторных установок, что приводит к перегреву и выходу последних из строя.

С 2014 г. введен новый стандарт на качество электрической энергии ГОСТ 32144-2013 [6], в соответствии с которым изменения характеристик

напряжения электропитания в точке передачи электрической энергии пользователю электрической сети подразделяют на две категории – продолжительные изменения характеристик напряжения и случайные события.

Продолжительные изменения характеристик напряжения электропитания представляют собой длительные отклонения характеристик напряжения от номинальных значений и обусловлены, в основном, изменениями нагрузки или влиянием нелинейных нагрузок. К продолжительным изменениям характеристик напряжения относят:

- отклонение частоты;
- медленные изменения напряжения;
- колебания напряжения;
- несинусоидальность напряжения;
- несимметрию напряжений в трёхфазных системах электроснабжения.

Случайные события представляют собой внезапные и значительные изменения формы напряжения, приводящие к отклонению его параметров от номинальных значений. Данные изменения напряжения, как правило, вызываются непредсказуемыми событиями (например, повреждениями оборудования пользователя электрической сети) или внешними воздействиями (например, погодными условиями или действиями стороны, не являющейся пользователем электрической сети). К случайным событиям, влияющим на изменения характеристик напряжения, относят:

- прерывания напряжения;
- провалы напряжения;
- перенапряжения;
- импульсные напряжения.

5.2. Продолжительные изменения характеристик напряжения

5.2.1. Отклонения частоты

Регулирование частоты электрической сети осуществляется мощными генераторами энергосистемы. Отдельные электроприемники промышленных предприятий ввиду их относительно малой мощности по сравнению с суммарной мощностью всех генераторов энергосистемы практически не могут оказывать какого-либо, существенного влияния на отклонения частоты в энергосистеме. В то же время дефицит активной энергии может приводить к снижению частоты вращения генераторов энергосистемы.

Согласно ГОСТ 32144-2013 отклонение частоты, Гц, вычисляют по формуле

$$\delta f = f_m - f_{\text{НОМ}}, \quad (5.1)$$

где f_m – значение основной частоты напряжения, измеренное в интервале времени 10 с; $f_{НОМ}$ – номинальные значения частоты.

Отклонение частоты в синхронизированных системах электроснабжения не должно превышать $\pm 0,2$ Гц и $\pm 0,4$ Гц в течение соответственно 95 % или 100 % времени интервала в одну неделю.

5.2.2. Медленные изменения напряжения

Медленные изменения напряжения – *отклонения напряжения от номинальных значений* – происходят из-за суточных, сезонных и технологических изменений электрической нагрузки потребителей; изменения мощности источников реактивной энергии; регулирования напряжения, на генераторах энергосистемы и в узлах нагрузки; изменения схемы и параметров электрических сетей.

Показателями качества электроэнергии, характеризующими медленные изменения напряжения, являются отрицательное $\delta U_{(-)}$ и положительное $\delta U_{(+)}$ отклонения напряжения от номинального значения [6]

$$\begin{aligned}\delta U_{(-)} &= \frac{U_{НОМ} - U_{m(-)}}{U_{НОМ}} \cdot 100; \\ \delta U_{(+)} &= \frac{U_{m(+)} - U_{НОМ}}{U_{НОМ}} \cdot 100,\end{aligned}\tag{5.2}$$

где $U_{НОМ}$ – номинальное значение напряжения; $U_{m(-)}$ и $U_{m(+)}$ – значения напряжения питания меньшие или большие номинального напряжения $U_{НОМ}$, усреднённые в интервале времени 10 мин.

Положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10 % номинального или согласованного значения напряжения в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

5.2.3. Колебания напряжения

Источниками колебаний напряжения являются электроприёмники с резко переменным режимом работы: дуговые сталеплавильные печи, прокатные станы, сварочные машины и т. п.

Дуговые сталеплавильные печи создают наибольшие колебания напряжения в период расплавления. Размах изменения напряжения от ДСП достигает 2–4 % на шинах 35 кВ и 3,5–12 % на шинах 6–10 кВ. Диапазон частот колебаний от 0,5 до 10 Гц (рис. 5.1, а).

Прокатные станы создают резкопеременную циклическую нагрузку, изменение которой происходит с частотой вхождения металла в валки и выхода из них. Изменения активной и реактивной мощности при работе прокатных станов имеют определенную закономерность, что позволяет до-

вольно просто определять колебания напряжения. Исследования, проведённые на металлургических заводах, показали, что фронт наброса и сброса реактивной мощности составляет для реверсивных станов горячего проката (блюминги, слябинги) до 200 Мвар/с, для непрерывных станов горячего проката – до 400 Мвар/с, для станов холодного проката – до 2000 Мвар/с (рис. 5.1, б).

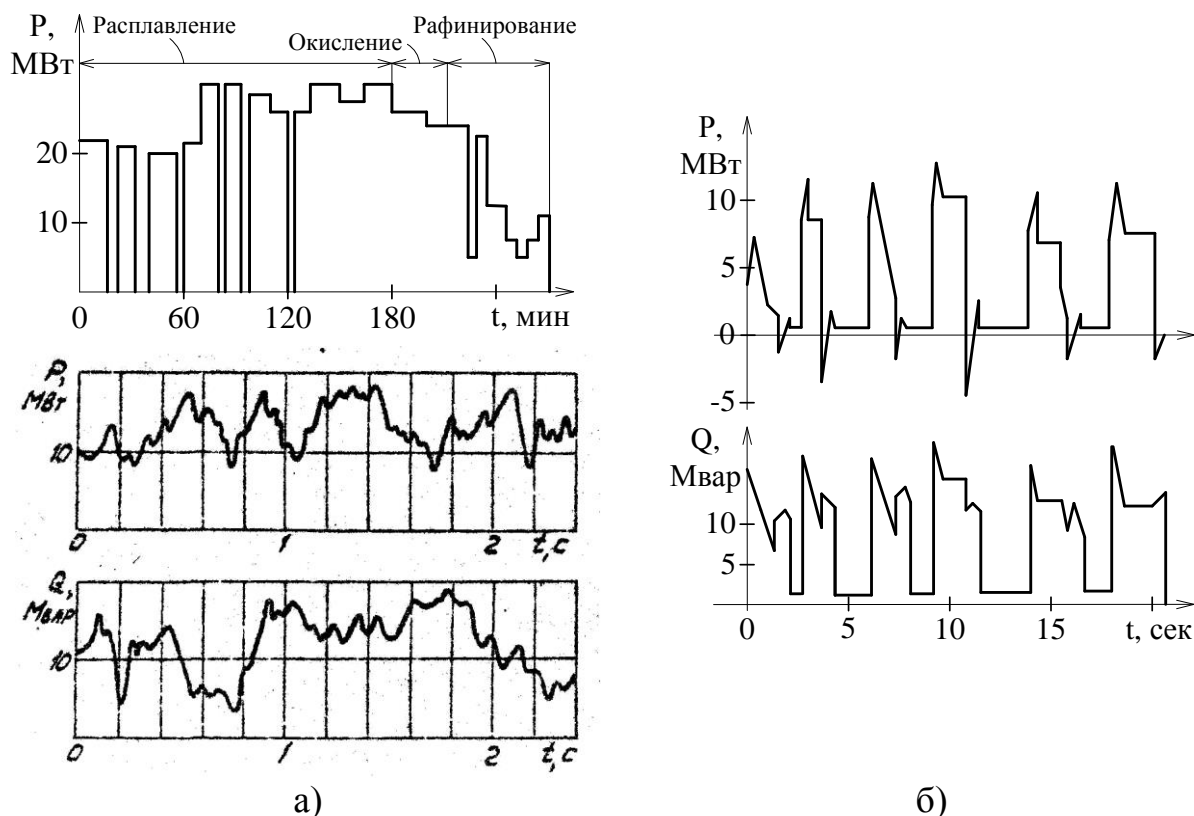


Рис. 5.1. Графики изменения нагрузок дуговых сталеплавильных печей (а) и прокатных станов (б)

Большие колебания напряжения создают машины контактной электросварки. Глубина колебаний напряжения определяется мощностью сварочной машины и мощностью источников питания. Наибольшие колебания напряжения наблюдаются у многоточечных машин и автоматических сварочных линий (до 19 %). Максимальная частота колебаний напряжения лежит в пределах 5–12 Гц, а остальная энергия спектра колебаний напряжения сосредоточена в диапазоне 2,5–3 Гц. Импульсный характер графиков нагрузки электросварочных машин приводит к появлению в огибающей кривой напряжения провалов напряжения.

Колебания напряжения приводят к следующим отрицательным явлениям: миганиям источников света (фликер); ложной работе регулирующих устройств; колебаниям момента на валах электродвигателей, приводящих к повышенному расходу электрической энергии.

Наиболее чувствительным рецептором колебаний является человеческий глаз, воспринимающий мигания светового потока. При длительном воздействии накапливается усталость зрения, приводящая к ошибкам при производстве работ, связанных со зрительным напряжением: точные сборочные и чертежные работы, чтение текстовых сообщений и т. п. Могут неправильно восприниматься вращающиеся предметы, что связано с безопасностью. В связи с этим нормирование колебаний напряжения производят, исходя из влияния миганий светового потока на зрение.

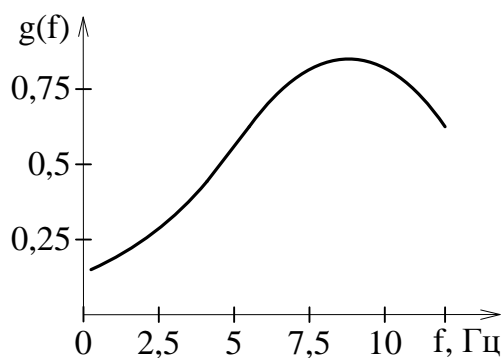


Рис. 5.2. Чувствительность глаза к колебаниям напряжения

Глаз человека – инерционная адаптивная система с переменным коэффициентом усиления $g(f)$, зависящим от частоты колебаний (рис. 5.2). Глаз воспринимает энергию колебаний светового потока, преобразуя ее в нервную энергию. Кривые допустимых значений размахов колебаний в функции частоты отражают энергетическую сущность восприятия колебаний светового потока (напряжения) зрительным анализатором человека. Спектр частот колебания напряжения, воздействующих на чело-

веческий глаз, находится в диапазоне 0,1–10 Гц, хотя теоретически этот диапазон может быть увеличен до частоты 25 Гц.

Колебания напряжения (как правило, продолжительностью менее 1 мин), в том числе одиночные быстрые изменения напряжения, обуславливают возникновение фликера.

Колебания напряжения согласно ГОСТ 32144-2013 характеризуют двумя основными показателями качества электроэнергии: кратковременная доза фликера P_{st} , измеренная в интервале времени 10 мин, и длительная доза фликера P_{it} , измеренная в интервале времени 2 ч.

Одиночные быстрые изменения напряжения вызываются, в основном, резкими изменениями нагрузки в электроустановках потребителей, переключениями в системе либо неисправностями и характеризуются быстрым переходом среднеквадратического значения напряжения от одного установившегося значения к другому.

Обычно одиночные быстрые изменения напряжения не превышают 5 % в электрических сетях напряжением до 1 кВ и 4 % – в электрических сетях напряжением 6–10 кВ, но иногда изменения напряжения с малой продолжительностью до 10 % и 6 % $U_{ном}$ соответственно могут происходить несколько раз в день.

Если напряжение во время изменения пересекает пороговое значение начала провала напряжения или перенапряжения, одиночное быстрое из-

менение напряжения классифицируют как провал напряжения или перенапряжение.

5.2.4. Несинусоидальность напряжения

Основными источниками гармонических искажений напряжений и токов в промышленных электрических сетях являются электроприёмники с нелинейными сопротивлениями – преобразователи переменного тока в постоянный ток, преобразователи частоты, дуговые сталеплавильные печи, индукционные печи, работающие на повышенных частотах, сварочные машины, газоразрядные лампы и др.

Искажения питающего тока и напряжения при работе дуговых сталеплавильных печей возникают за счёт нелинейности вольт-амперной характеристики дуги и за счёт нелинейной характеристики печного трансформатора, работающего при повышенных значениях магнитной индукции (рис. 5.3, а). Возникновение высших гармоник при работе дуговых сталеплавильных печей носит случайный характер и зависит от периода плавки – наибольший уровень высших гармоник наблюдается в период расплава, когда печи потребляют наибольшую мощность. Они генерируют 2, 3, 4, 5, 7 и др. гармоники.

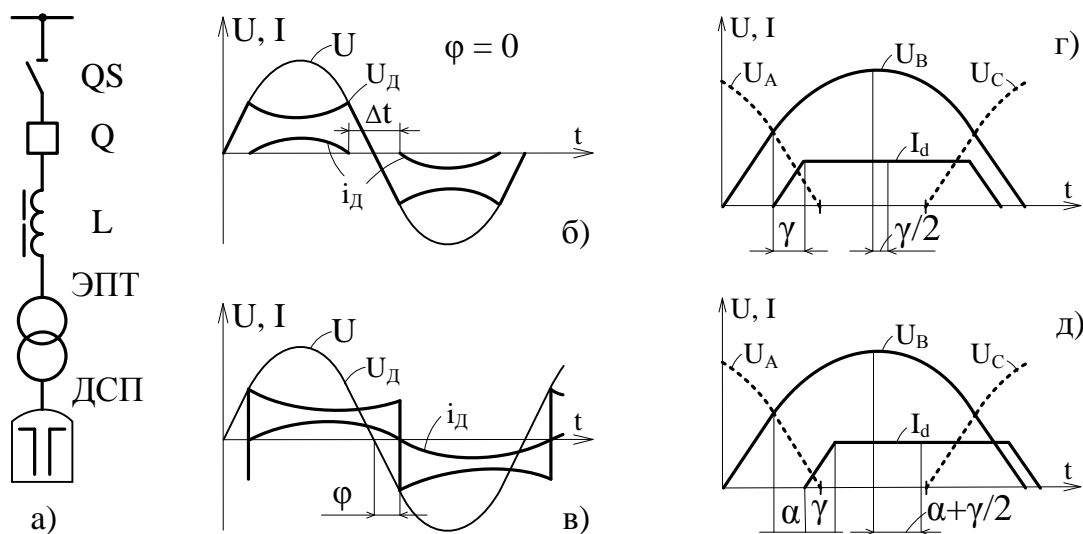


Рис. 5.3. Нелинейные характеристики дуговой сталеплавильной печи (а) и тиристорного преобразователя (б)

В последнее время в промышленности все шире используют вентиляные (в основном тиристорные) преобразователи, предназначенные для питания электроприводов прокатных станков, электролиза, электросварки на постоянном токе или последующего получения других частот, применяемых для работы различного рода электротехнологических установок (рис. 5.3, б). Состав гармоник и их амплитуды зависят от схемы выпрямле-

ния, угла регулирования, а также характера нагрузки. Например, для шестифазной схемы выпрямления гармоники будут иметь порядок $v = 5, 7, 11, 13, 17, 19$ и т. д., а для двенадцатифазной схемы – $v = 11, 13, 23, 25$ и т. д.

Электросварочные установки переменного тока генерируют высшие гармоники вследствие нелинейной вольт-амперной характеристики сварочной дуги, а также наличия тиристорного контактора с фазовым управлением (в точечных, шовных и других сварочных установках). Они генерируют гармоники 3, 5, 7-го порядков.

В системах автоматизированного резистивного нагрева искажение тока обусловлено фазовым управлением тиристорных ключей. Уровни высших гармоник зависят от углов проводимости ключей, достигающих наибольших значений при 90–150 электрических градусов.

Высшие гармоники представляют собой наиболее сложное явление. Его отличительным признаком является то, что в установившихся режимах возникают перенапряжения на высших гармониках. Во многих случаях напряжения и токи гармоник нарушают технологические процессы на производстве, а иногда достигают значений, опасных для изоляции электро-технического оборудования.

Высокий уровень гармонических искажений приводит к:

- ложной работе регулирующих устройств, систем управления, использующих токи наложенной частоты, систем защиты и автоматики, ЭВМ;
- дополнительным потерям и перегреву в конденсаторах и вращающихся машинах;
- повышению уровня шума при работе электрических аппаратов;
- помехам в линиях связи (телефон) и др.

Воздействие гармоник на электронное оборудование проявляется практически мгновенно, а на силовое оборудование – постепенно, что обусловлено присущей ему инертностью. Этот долговременный (кумулятивный) эффект, в основном, выражается в виде перегрева оборудования и сокращения срока его службы.

Для характеристики *гармонических составляющих напряжения (высших гармоник)* в ГОСТ 32144-2013 введены два основных показателя:

- коэффициенты гармонических составляющих напряжения U_v до 40-го порядка $K_{U(v)}$ в процентах от напряжения основной гармоники U_1

$$K_{U(v)} = \frac{U_v}{U_1} \cdot 100; \quad (5.3)$$

- суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения

$$K_U = 100 \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^n U_v^2}}{U_1}. \quad (5.4)$$

Значения коэффициентов гармонических составляющих напряжения даны в ГОСТ 32144-2013 – табл. 5.1. Значения суммарных гармонических составляющих напряжения приведены в табл. 5.2.

Таблица 5.1

Порядок гармонической составляющей v	Значения коэффициентов гармонических составляющих напряжения $K_{U(v)}$, % от U_1			
	Напряжение электрической сети, кВ			
	0,38	6–25	35	110–220
2	2	1,5	1	0,5
3	5	3	3	1,5
5	6	4	3	1,5
7	5	3	2,5	1
11	3,5	2	2	1
13	3,0	2	1,5	0,7
17	2,0	1,5	1	0,5
19	1,5	1	1	0,4
23	1,5	1	1	0,4
25	1,5	1	1	0,4
>25	1,5	1	1	0,4

Таблица 5.2.

Значения суммарных коэффициентов гармонических составляющих напряжения K_U , %

Значения коэффициентов, усреднённые в интервале времени 10 мин, в одну неделю	Напряжения электрической сети, кВ			
	0,38	6–20	35	110–220
в течение 95 % времени этого интервала	8,0	5,0	4,0	2,0
в течение 100 % времени этого интервала	12,0	8,0	6,0	3,0

5.2.5. Несимметрия напряжений

Несимметрия напряжений трёхфазной системы может быть вызвана тремя причинами:

- неравенством нагрузок фаз из-за неравномерного распределения их между фазами (систематическая несимметрия) или неодновременностью их работы (вероятностная несимметрия);
- несимметрией параметров воздушных линий из-за отсутствия транспозиции проводов – этот фактор проявляется преимущественно на линиях высокого напряжения;

– неполнофазными режимами линий электропередачи (после отключения одной из фаз вследствие повреждения).

Современное развитие промышленной энергетики характеризуется ростом числа и мощности электроустановок с несимметричной нагрузкой. Это отрицательно влияет на качество электроэнергии, обуславливая появление в сети напряжений обратной последовательности. Примером мощной несимметричной промышленной нагрузки являются дуговые сталеплавильные печи, которые обычно являются трехфазными установками напряжением 6, 10, 35 и 110 кВ. При работе сталеплавильной печи вследствие колебаний токов дуг действующие значения токов в любой момент времени образуют несимметричную систему, приводящую к несимметрии напряжений питающей сети.

Большое количество электротехнологических установок создают несимметричную нагрузку из-за несимметричного исполнения. К однофазным установкам относят некоторые типы печей сопротивления прямого и косвенного нагрева, машины контактной сварки, индукционные печи и установки промышленной частоты, печи электрошлакового переплава. К двухплечевым установкам относят некоторые виды индукционных канальных печей и нагревательных установок, индукционные магнитодинамические насосы и установки.

Сварочные машины в основном являются однофазными потребителями электроэнергии, подключаемыми на линейное или фазное напряжения сети. Равномерное распределение их по фазам трёхфазной сети не всегда удается, особенно при наличии мощных сварочных машин; кроме того, машины включаются в случайном порядке. Поэтому в трёхфазной сети со сварочными машинами возникает несимметрия токов, которая приводит к несимметрии напряжений – появляются составляющие обратной и нулевой последовательности.

Несимметрия нулевой последовательности напряжений электрической сети может быть обусловлена несимметрией параметров воздушных и кабельных линий относительно земли или несимметричными режимами работы систем электроснабжения (при повреждениях, одной из фаз).

Основным видом воздействия обратной последовательности напряжения является повышенный нагрев трёхфазных вращающихся машин, т. к. их сопротивление токам обратной последовательности в 4–7 раз меньше, чем токам прямой последовательности.

Воздействие нулевой последовательности напряжения проявляется в повышенных потерях электроэнергии за счет возникновения токов в нулевом проводе или в земле (в сетях с заземленной нейтралью без нулевого провода), паразитных токов в оборудовании, повышенной коррозии подземных сооружений, появлении помех в линиях связи.

Несимметрию напряжений в трёхфазных системах, характеризуют двумя показателями:

– коэффициентом несимметрии напряжений обратной последовательности

$$K_{2U} = \frac{U_2}{U_{НОМ}} \cdot 100, \quad (5.5)$$

где U_2 – напряжение обратной последовательности;

– коэффициентом несимметрии напряжений нулевой последовательности

$$K_{0U} = \frac{U_0}{U_{НОМ}} \cdot 100, \quad (5.6)$$

где U_0 – напряжение нулевой последовательности;

Значения рассмотренных коэффициентов, усреднённые в интервале времени 10 мин, не должны превышать 2 или 4 % соответственно в течение 95 % или 100 % времени интервала в одну неделю [6].

5.3. Случайные события

5.3.1. Прерывания напряжения

Прерывания напряжения относят к создаваемым преднамеренно, если пользователь электрической сети информирован о предстоящем прерывании напряжения, и к случайным, вызываемым длительными или кратковременными неисправностями, обусловленными, в основном, внешними воздействиями, отказами оборудования или влиянием электромагнитных помех.

Создаваемые преднамеренно прерывания напряжения, как правило, обусловлены проведением запланированных работ в электрических сетях.

Случайные прерывания напряжения подразделяют на длительные (длительность более 3 мин) и кратковременные (длительность не более 3 мин).

Ежегодная частота длительных прерываний напряжения (длительностью более 3 мин) в значительной степени зависит от особенностей системы электроснабжения (в первую очередь, применения кабельных или воздушных линий) и климатических условий. Кратковременные прерывания напряжения наиболее вероятны при их длительности менее нескольких секунд.

В трёхфазных системах электроснабжения к прерываниям напряжения относят ситуацию, при которой напряжение меньше 5 % опорного напряжения во всех фазах. Если напряжение меньше 5 % опорного напряжения не во всех фазах, ситуацию рассматривают, как провал напряжения.

Пороговое значение начала прерывания считают равным 5 % опорного напряжения. Характеристики кратковременных прерываний напряжения приведены в ГОСТ 32144-2013.

5.3.2. Провалы напряжения

Провалы напряжения обычно происходят из-за неисправностей в электрических сетях или в электроустановках потребителей и последующего действия релейной защиты и автоматики восстановления нормального электроснабжения (АПВ или АВР), а также при подключении мощной нагрузки.

Провал напряжения, как правило, связан с возникновением и окончанием короткого замыкания или иного резкого возрастания тока в системе или электроустановке, подключенной к электрической сети. В соответствии с требованиями настоящего стандарта провал напряжения рассматривается как электромагнитная помеха, интенсивность которой определяется как напряжением, так и длительностью. Длительность провала напряжения может быть до 1 мин.

В трёхфазных системах электроснабжения за начало провала напряжения принимают момент, когда напряжение хотя бы в одной из фаз падает ниже порогового значения начала провала напряжения, за окончание провала напряжения принимают момент, когда напряжение во всех фазах возрастает выше порогового значения окончания провала напряжения.

Глубина провала напряжения, %,

$$\delta U_{\Pi} = \frac{U_{\text{НОМ}} - U_{\text{МИН}}}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100, \quad (5.7)$$

где $U_{\text{МИН}}$ – минимальное действующее значение напряжения в течение провала напряжения.

Длительность провала напряжения, с, вычисляют по формуле

$$\Delta t_{\Pi} = t_{\text{К}} - t_{\text{Н}}, \quad (5.8)$$

где $t_{\text{Н}}$, $t_{\text{К}}$ – начальный и конечный моменты провала напряжения (рис. 5.4).

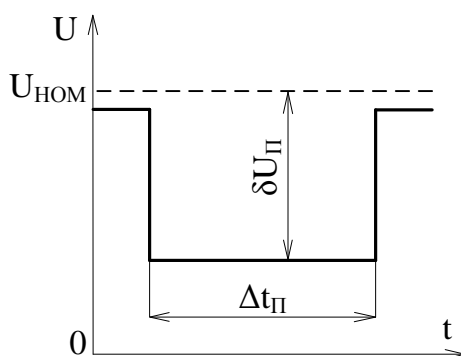


Рис. 5.4. Провал напряжения

Длительность провала определяется суммой выдержки времени релейной защиты и собственным временем отключения коммутационного аппарата – от долей секунды до десятков секунд.

Глубина провала напряжения на шинах потребителя определяется в основном удаленностью места короткого замыкания от шин потребителя и соответственно может принимать любое значение в диапазоне от 10 до 100 %. Данный параметр следует рассматривать как неуправляемый.

Интенсивность провалов определяется количеством коротких замыканий, которые возникают по ряду причин: набросы предметов на провода, механические повреждения линий, перекрытия изоляции при грозовых яв-

лениях, повреждение электрооборудования и т. п. Нормирование интенсивности провалов, а также распределение их по глубине и длительности смысла не имеет, т. к. интенсивность и глубина провала не зависят от воли человека и не могут быть изменены.

Провалы напряжения во внутривзаводских сетях создают и электротехнологические установки. К ним, в первую очередь, относятся сварочные машины. В зависимости от типа, мощности машины и технологического процесса глубины посадок могут быть разными.

5.3.3. Перенапряжения

Перенапряжения, как правило, вызываются переключениями и отключениями нагрузки. Перенапряжения могут возникать между фазными проводниками или между фазными и защитными проводниками. В зависимости от устройства заземления короткие замыкания на землю могут также приводить к возникновению перенапряжения между фазными и нейтральными проводниками. В соответствии с требованиями настоящего стандарта перенапряжение рассматривается как электромагнитная помеха, интенсивность которой определяется как напряжением, так и длительностью. Длительность перенапряжения может быть до 1 мин.

5.3.4. Импульсные перенапряжения

Импульсы напряжения представляют собой всплески мгновенного значения напряжения продолжительностью от нескольких микросекунд до нескольких миллисекунд, т. е. не превышают длительности одного полупериода основной частоты.

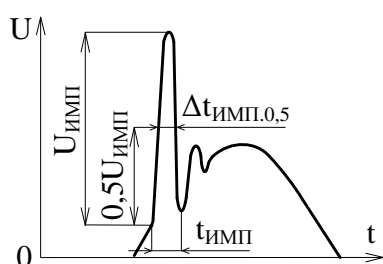


Рис. 5.5. Импульсное перенапряжение

Для характеристики импульсных напряжений в качестве показателей электроэнергии используются (рис. 5.5):

- импульсное напряжение $U_{имп}$, В;
- длительность импульса, мс, напряжения на уровне 0,5 его амплитуды

$$\Delta t_{имп,0,5} = t_k - t_n, \quad (5.9)$$

где t_n , t_k – моменты времени, соответствующие пересечению кривой импульса напряжения горизонтальной линией, проведённой на половине амплитуды импульса.

Основными причинами возникновения импульсов напряжения являются грозовые явления (удары молнии в линию электропередачи и близлежащие объекты) и коммутации (включения и отключения) различного оборудования (синхронных двигателей, конденсаторных батарей, кабелей,

трансформаторов и т. п.), различного рода переходные процессы в электрических сетях.

Например, в электрической сети напряжением 380 В в районе с сильной грозовой деятельностью и частыми коммутационными переключениями на вход электрооборудования, установленного в помещении, приходится около 100 импульсов в год с амплитудой не менее 1,5 кВ, 10 импульсов – с амплитудой не менее 2,5 кВ и 1 импульс – с амплитудой не менее 5 кВ.

Импульсные напряжения, вызванные молниевыми разрядами, в основном, имеют большие амплитуды, но меньшие значения энергии, чем импульсные напряжения, вызванные коммутационными процессами, характеризующимися, как правило, большей длительностью.

Импульсные (коммутационные) напряжения возникают при неодновременном включении или отключении полюсов коммутационных аппаратов. Например, в кабельной сети при включении двигателя напряжением 6 кВ кратность перенапряжений теоретически не должна превышать 2. Однако в действительности, из-за неодновременности включения полюсов выключателя, повторных пробоев и отскока контактов кратность достигает 5. Экспериментальные исследования показали следующие результаты: при разбросе моментов замыкания фаз выключателя 0,5–0,8 мс при стендовых испытаниях двигателя СДЭ-14-29-6 зафиксирована кратность перенапряжений 5,9, а при измерениях на эксплуатируемом двигателе, выключатель которого имел разброс 0,1 мс, кратность достигала 4,2. В сетях 6–10 кВ промышленного предприятия зафиксированы следующие кратности на двигателях и воздушных линиях – 3–5; трансформаторах – 4,3–6,2; на трансформаторах с кабельными линиями – 2,4–4.

В последнее время в системах электроснабжения всё шире применяют выключатели с интенсивным дугогашением – вакуумные, элегазовые, которые способны погасить дугу отключения не при переходе тока через нуль, а раньше, что вызывает перенапряжения $U = L(di/dt)$ при индуктивной нагрузке. Это явление происходит при отключении токов менее 100 А и получило название среза тока. На рис. 5.6 показан характер изменения напряжения на индуктивности при срезе тока на подъеме и на спаде синусоиды. Во время пика перенапряжения возможен повторный пробой межконтактного промежутка, затем гашение, новый пробой, гашение и т. д. При этом кратности перенапряжений могут возрасти и достигать двух-трехкратных значений, а в некоторых случаях даже до $(5-6) \cdot U_{\phi}$, превышая уровни импульсной прочности изоляции электрооборудования.

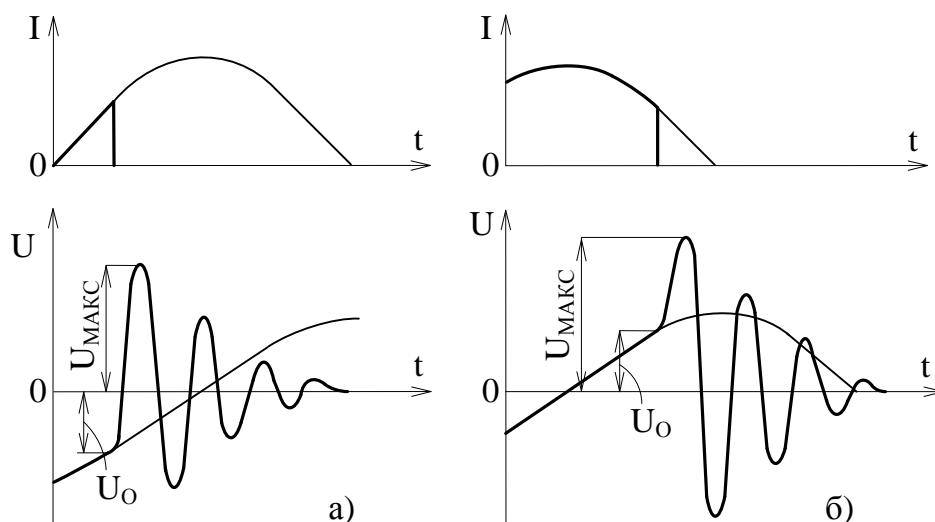


Рис. 5.6. Процесс возникновения коммутационных перенапряжений

Коммутация конденсаторных батарей сопровождается переходными процессами, особенно при их отключениях, сопровождаемых повторными пробоями межконтактных промежутков выключателей. Импульсные повышения напряжения могут достигать 3-кратных значений. Кроме опасности перекрытия изоляции и повреждения оборудования, подобные явления сокращают срок службы выключателей из-за подгорания контактов.

В электрических сетях напряжением 6, 10 и 35 кВ, работающих с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью, при однофазных замыканиях на землю возникают дуговые и феррорезонансные перенапряжения, достигающие величины $(3-4) \cdot U_{\phi}$.

Из всей совокупности параметров, описывающих разнообразие грозовых, коммутационных и других импульсов, наиболее важным для восприимчивого электроприёмника является амплитуда импульса. Этот параметр управляемый, поскольку его значение может быть ограничено защитными аппаратами (разрядниками и нелинейными ограничителями перенапряжений) с учетом их размещения и других мер защиты. Наряду с этим параметром для электронного оборудования важным является частотный спектр импульса, связанный с крутизной нарастания импульса и его длительностью до полуспада. Эти параметры не поддаются управлению и изменяются в очень широких пределах.

5.4. Направления улучшения качества электрической энергии

На промышленных предприятиях все большее распространение получают мощные электротехнологические установки и электроприемники со специфическим характером электропотребления (нелинейная, несимметричная, быстроменяющаяся нагрузка), что обусловило рост искажения

кривых тока и напряжения в узлах систем электроснабжения общего назначения. С другой стороны, для управления технологическими процессами все шире используют средства вычислительной техники и электронной автоматики, средства контроля, измерения и сигнализации, которые, как правило, подключают к тем же системам электроснабжения общего назначения и испытывают отрицательные воздействия от энергоёмких электроприёмников. Силовое оборудование (двигатели, трансформаторы, конденсаторы) также испытывает отрицательное воздействие искажений, выражающееся в повышенном нагреве и сокращении срока обслуживания [11, 19, 20].

Под электромагнитными помехами понимают электромагнитные, электрические и магнитные явления, создаваемые любым источником и которые нежелательно влияют на полезный сигнал – передачу электроэнергии от источника питания к потребителю. Соответственно различают пути распространения электромагнитных помех в схемах электроснабжения. *Гальванические пути* возникают за счет непосредственного соединения источников электромагнитных помех с соответствующими схемами. *Электростатические пути* обусловлены электрической составляющей электромагнитного поля и возникают за счет существования паразитных емкостей между отдельными элементами схемы. *Магнитные пути* обусловлены магнитной составляющей электромагнитного поля и возникают за счёт существования паразитных взаимных индуктивностей между отдельными элементами схемы. *Электромагнитные пути* – помехи излучения.

Рассмотрим конкретные примеры распространения электромагнитных помех. Электротехнологические установки создают помехи излучения и помехи проводимости. Среда распространения помех излучения – пространство, окружающее эти установки. Проведённые исследования показали, что от данных помех имеются известные способы защиты электрических сетей и систем управления путем экранирования и заземления экранов и корпусов электроустановок. Поэтому на построение систем электроснабжения эти виды помех существенного воздействия не оказывают.

Наибольшее влияние на электроприёмники и системы управления оказывают электромагнитные помехи проводимости, средой распространения которых являются провода, кабели, шинопроводы, токопроводы, реакторы. Поскольку все электроприёмники имеют электрические связи друг с другом через гальванические пути, то эти помехи могут оказывать влияние на любой электроприёмник данной системы электроснабжения.

Электромагнитные помехи, создаваемые электротехнологическими установками, можно разделить на следующие:

- технологические, создаваемые за счёт резкопеременного режима работы (к ним относят колебания и провалы напряжения);

- электротехнические, определяемые видом установок, их систем управления и коммутации (к ним относят несинусоидальность и несимметрию токов и напряжений, импульсные перенапряжения, аperiodические и постоянные составляющие в токах);

- структурно-технологические, зависящие от состава нагрузки в группах электроприёмников и их коммутации;

- структурно-составные электротехнические, характеризующиеся взаимовлиянием помех друг на друга.

Электромагнитные помехи не являются преднамеренными, т. к. они возникают при нормальной работе этих установок. По своему характеру электромагнитные помехи делят на два вида: детерминированные и случайные.

Под электромагнитной совместимостью электроприёмников понимают их свойство функционировать без ухудшения качественных показателей при совместном питании от общей сети. Изучение электромагнитной совместимости электроприёмников имеет важное техническое значение, особенно в связи с бурным внедрением в системы управления электроприёмников элементов микроэлектроники и микропроцессорной техники. Эту проблему нужно решать в следующих направлениях:

- рассмотрение причин возникновения, воздействия и методов уменьшения непреднамеренных электромагнитных помех;

- определение восприимчивости электроприёмников к электромагнитным помехам и их систем управления;

- прогнозирование электромагнитной совместимости к электромагнитным помехам;

- разработка эффективных мер защиты электроприёмников и их систем управления от электромагнитных помех;

- построение систем электроснабжения промышленных предприятий с учетом электромагнитной совместимости разных электроприёмников.

ГОСТ 32144-2013 нормирует показатели качества электроэнергии на различных ступенях системы электроснабжения. Однако энергетикам промышленных предприятий, разработчикам электрооборудования и проектировщикам нужно знать допустимые нормы электромагнитных помех, вносимых электроприемниками в системы электроснабжения.

Системы электроснабжения промышленных предприятий, где имеются источники электромагнитных помех, необходимо строить с учетом электромагнитной совместимости электроприёмников, т. е. все электроприёмники должны нормально функционировать в данной системе электроснабжения. Для обеспечения условий электромагнитной совместимости необходимо или снижать уровень электромагнитных помех, создаваемых электроприёмниками, до допустимых значений или разделять питание электроприёмников, создающих электромагнитные помехи и чувствительных к ним.

Снижение уровня электромагнитных помех производится с помощью различных функциональных устройств или путем увеличения мощности источников питания. До настоящего времени нет единого мнения по наиболее оптимальным методам снижения электромагнитных помех. Наибольшее снижение электромагнитных помех достигается применением различных функциональных устройств (фильтров высших гармоник, симметрирующих устройств, статических компенсаторов, установок продольной компенсации и др.), а также многофункциональных устройств (фильтросимметрирующих, симметро-компенсирующих, симметро-фильтрокомпенсирующих и др.). Однако снижение электромагнитных помех до нуля ни технически, ни экономически нецелесообразно. Оно должно производиться до уровней, нормируемых ГОСТ 32144-2013.

При экономическом сопоставлении различных электроприёмников надо учитывать стоимость не только самих электроприёмников, но и устройств для доведения электромагнитных помех до нормируемых значений. При выборе типов электроприёмников следует также ориентироваться на электроприёмники, менее чувствительные к электромагнитным помехам. Например, чувствительность газоразрядных источников света к колебаниям напряжения примерно в 2 раза меньше, чем ламп накаливания. Поэтому при наличии источников колебания напряжения надо применять только газоразрядные лампы, что позволит во многих случаях обойтись без специальных устройств для снижения колебаний напряжения.

Большое значение для решения вопросов электромагнитной совместимости электроприёмников имеет правильный выбор их типа. Известно, что один и тот же технологический процесс могут выполнять электроприёмники различного типа. Например, плавку чугуна можно осуществлять в индукционных печах, дуговых печах переменного и постоянного тока. Электроприёмники этих трёх типов создают различные виды электромагнитных помех, поэтому при выборе типа следует ориентироваться на электроприёмники, создающие меньшие уровни электромагнитных помех для данного промышленного предприятия.

Показатели качества электрической энергии, установленные в ГОСТ 32144-2013, не являются уровнями электромагнитной совместимости. Для каждого электроприёмника, подключаемого к точке общего подключения, должны быть установлены свои допустимые значения показателей качества электроэнергии на помехи, вносимые в систему электроснабжения общего назначения (допустимый индивидуальный вклад электроприёмника в общий уровень помех). При разработке и изготовлении электроприёмников, создающих помехи, необходимо обеспечивать их специальными техническими устройствами, которые снижали бы уровни вносимых помех в питающую сеть.

6. ПУСК И САМОЗАПУСК ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

6.1. Общие положения

При коротких замыканиях в СЭС ПП или в электрических сетях энергосистемы резко понижается напряжение, при этом отключают поврежденные элементы СЭС и вновь восстанавливают её питание благодаря действию устройств послеаварийной автоматики (АПВ, АВР) [20, 30]. При этом в питании электроприемников получается перерыв или снижение напряжения на время 0,2–5 с.

При значительном снижении напряжения на зажимах электродвигателя (ЭД) и тем более при полном его отключении происходит выбег ЭД, т. е. снижение частоты вращения ротора. При восстановлении напряжения в сети, если ЭД не отключен выключателем, происходит его самозапуск, т. е. восстановление частоты вращения. Во время выбега сопротивление ЭД $Z_{дв}$ уменьшается. Чем дольше длится бестоковая пауза, тем ближе сопротивление двигателя $Z_{дв}$ к пусковому значению $Z_{дв.пуск}$, а ток самозапуска – к пусковому току, превышающему номинальный ток ЭД в 5–7 раз [5, 54].

Групповой самозапуск, в котором участвуют несколько ЭД, приводит к возрастанию тока самозапуска в той же кратности по отношению к сумме номинальных токов двигателей всей группы. Такой большой ток создает повышенные потери напряжения в цепи «источник питания – двигатели» и вызывает понижение напряжения в СЭС. При определенной величине снижения напряжения наступает предел, при котором самозапуск не происходит, т. к. момент вращения ЭД, пропорциональный квадрату напряжения на зажимах, становится меньше момента нагрузки на его валу, и электродвигатели затормаживаются. Это значит, что при кратковременном перерыве питания нужно оставлять включенными только выключатели наиболее ответственных ЭД. Остальные ЭД отключают и в процессе самозапуска они не участвуют.

Самозапуск ЭД можно считать успешным, если напряжение на шинах и частота вращения ЭД восстановились за время, в течение которого технологический процесс еще не нарушен и нагрев ЭД не вышел за допустимые пределы. Успешность самозапуска оценивается по минимальному допустимому напряжению в момент восстановления питания, при котором вращающий момент ЭД достаточен для самозапуска. Самозапуск асинхронного двигателя напряжением до 1 кВ при его загрузке на 80 % и более обычно бывает успешным, если перерыв питания не превышает 3 с и напряжение не снижается ниже $0,7 \cdot U_{ном}$. При перерыве питания на время 0,5–0,7 с минимальное напряжение самозапуска может составлять $0,65 \cdot U_{ном}$. При загрузке асинхронного двигателя на 70 % допускается минимальное напряжение $U_{мин.} = 0,6 \cdot U_{ном}$ при перерыве до 2,5 с и $U_{мин.} = 0,55 \cdot U_{ном}$, если перерыв питания составляет 0,5–0,7 с.

Самозапуск синхронных двигателей имеет особенности, обусловленные действием системы возбуждения. На их выбеге автоматические регуляторы и форсировка возбуждения поддерживают ток возбуждения на максимальном уровне и поэтому на выводах двигателей и на сборных шинах, к которым они подключены, долго удерживается напряжение. Это затрудняет действие АВР. Для устранения возникающей задержки применяют отключение тока возбуждения в момент резкого понижения или исчезновения напряжения в контролируемой точке. Это позволяет снизить токи пуска и ресинхронизации в процессе самозапуска синхронных двигателей. Другим способом уменьшения задержки в срабатывании АВР является применение пуска АВР от реле частоты, поскольку частота в отключенной части сети снижается быстрее, чем напряжение.

Самозапуск синхронного двигателя, как и пуск, производят в два этапа: сначала без возбуждения (как асинхронный двигатель) при замкнутой на сопротивление гашения обмотке возбуждения, затем при достижении частотой вращения подсинхронного значения включают возбуждение и происходит автоматическая самосинхронизация.

При запуске ЭД допускают следующие понижения напряжения [Овчаренко, Иванов]:

1. На шинах питающих подстанций до 80 % номинального напряжения при питании число силовой резкопеременной нагрузки напряжением 6, 10 кВ.
2. На шинах цеховых подстанций при редком пуске подключенных к ним ЭД (1 раз в смену) до 75 % номинального напряжения.
3. При питании осветительной и смешанной нагрузок до 85–90 % номинального напряжения.

6.2. Определение остаточного напряжения при пуске или самозапуске ЭД

Сверхпереходный ток, возникающий в момент подачи (восстановления) напряжения питания и определяющий электродинамическое воздействие на двигатель, затухает в течение 1–3 периодов промышленной частоты до значения, близкого к пусковому, и на дальнейший процесс никакого влияния не оказывает. Разгон двигателей, участвующих в пуске (самозапуске), происходит под воздействием полного электромагнитного момента, главная часть которого – асинхронный момент – зависит от квадрата напряжения [5, 11, 30, 54]. Условие разворота ЭД в любой момент времени пуска t проверяют следующим соотношением

$$M_{\Pi}(t) \cdot \left(\frac{U_{Д.т}}{U_{НОМ}} \right)^2 \geq M_{С}(t), \quad (6.1)$$

где $M_{\Pi}(t)$ – пусковой момент; $U_{д,t}$ – напряжение на зажимах ЭД; $M_C(t)$ – статический момент на валу ЭД.

В связи с этим анализ процесса разгона ЭД невозможен без определения напряжения на его зажимах.

В общем случае расчёт напряжения на зажимах ЭД, подключенных к той или иной точке сети выполняются по схеме замещения, составляемой для расчета режимов КЗ или электрических расчётах сети. Как правило, активными сопротивлениями можно пренебречь и элементы СЭС (трансформаторы, реакторы, линии и т. д.) представляют своими индуктивными сопротивлениями, приведенными к базисным значениям:

– для линии

$$X_{л} = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_B}{U_B^2}, \quad (6.2)$$

где X_0 – удельное реактивное сопротивление линии, Ом/км; L – длина линии, км; S_B – базисная мощность, В·А; U_B – базисное напряжение, В;

– для трансформаторов

$$X_{т} = \frac{U_{к. \%} \cdot S_B}{100 \cdot S_{т. ном}}, \quad (6.3)$$

где $U_{к. \%}$ – напряжение короткого замыкания, %; $S_{т. ном}$ – номинальная мощность трансформатора, МВ·А;

– для реакторов

$$X_{р} = \frac{X_{р. \%} \cdot I_B \cdot U_{р. ном}}{100 \cdot I_{р. ном} \cdot S_B}, \quad (6.4)$$

где $X_{р. \%}$ – индуктивное сопротивление, %, реактора при его номинальном токе $I_{р. ном}$, А; $I_B = S_B / (\sqrt{3} \cdot U_B)$ – базисный ток, А;

– для двигателей, участвующих в пуске,

$$X_{д} \approx Z_{д} = \frac{S_B \cdot U_{ном}^2}{S_{\Pi} \cdot U_B^2}, \quad (6.5)$$

где S_{Π} – расчетная пусковая мощность ЭД, В·А, при заданном скольжении

$$S_{\Pi} = \frac{P_{д. ном} \cdot K_{\Pi}}{\cos\varphi_{ном} \cdot \eta_{ном}}, \quad (6.6)$$

где $P_{д. ном}$, $\cos\varphi_{ном}$, $\eta_{ном}$ – номинальные параметры ЭД; K_{Π} – кратность пускового тока ЭД при скольжении S в момент подачи (восстановления) питания.

Если в пуске участвует группа ЭД, подключенных к одной и той же секции сборных шин, то сначала по (6.6) определяют пусковую мощность S_{Π} каждого, из них, а затем суммарную пусковую мощность $S_{\Pi. \text{Э}}$ эквивалентного двигателя (путем суммирования пусковых мощностей отдельных ЭД), по которой аналогично (6.5) определяют эквивалентное расчетное сопротивление

$$X_{д.э} = \frac{S_B \cdot U_{НОМ}^2}{S_{П.Э} \cdot U_B^2}. \quad (6.7)$$

Кроме ЭД, участвующих в пуске, к шинам может быть подключена и другая нагрузка – различные печи, трансформаторные подстанции, освещение и т. д. Эту нагрузку нужно учитывать условным понятием «пусковой нагрузки»

$$S_{П.НАГР} = P_{НАГР} / \cos\varphi_{НАГР} = \sqrt{P_{НАГР}^2 + Q_{НАГР}^2}, \quad (6.8)$$

где $P_{НАГР}$, $Q_{НАГР}$ – активная и реактивная нагрузки других электроприемников.

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла будет равна

$$S_{П.Э} = \sqrt{\left(\sum_i P_{НАГРi}\right)^2 + \left(\sum_j S_{Пi} + \sum_i Q_{НАГРi}\right)^2}. \quad (6.9)$$

Тогда эквивалентное сопротивление узла определяют выражением

$$X_{П.Э} = \frac{S_B \cdot U_{НОМ}^2}{S_{П.Э} \cdot U_B^2}. \quad (6.10)$$

При определении суммарной реактивной нагрузки $\left(\sum_j S_{Пi} + \sum_i Q_{НАГРi}\right)$

необходимо учитывать знак мощности: АД, электротехнологические установки, освещение и т. д. суммируют со знаком плюс, а мощности СД, статических конденсаторов и других источников реактивной мощности суммируют со знаком минус.

Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключены ЭД, определяют по одному из выражений:

$$U_{д} = U_{с} \cdot \frac{X_{д}}{X_{с} + X_{д}} \quad \text{или} \quad U_{д} = U_{с} \cdot \frac{X_{П.Э}}{X_{с} + X_{П.Э}}, \quad (6.11)$$

где $U_{с}$ – напряжение питающей сети, В; $X_{с}$ – суммарное сопротивление питающей сети до сборных шин, к которым подключен ЭД.

На рис. 6.1 показаны варианты преобразования схем замещения для расчета напряжения на зажимах ЭД при запуске: а – одиночном; б – групповом; в – групповом и наличии прочей нагрузки.

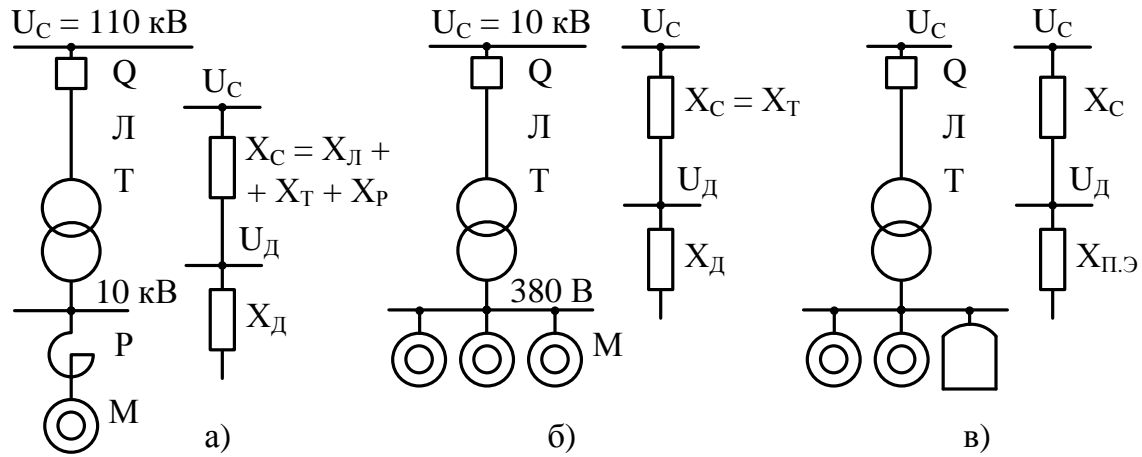


Рис. 6.1. Варианты преобразования схем замещения для расчёта напряжения на зажимах ЭД

Очень часто в самозапуске одновременно участвуют ЭД различных ступеней СЭС. Рассмотрим этот случай на примере схемы рис. 6.2, а. При повреждении трансформатора Т1 отключаются выключатели Q1 и Q3, а все питающиеся от него потребители устройством АВР будут подключены через выключатель Q5 к трансформатору Т2, при этом ЭД М1 и М3 кратковременно (на время действия АВР) потеряют питание и при восстановлении напряжения начнется их самозапуск. ЭД М2 и М4 во время действия АВР питание не потеряют и при запуске ЭД М1 и М3 будут представлять собой обычную нагрузку для СЭС. В соответствии с этим сопоставления схемы замещения (рис. 6.1, б) будут определяться:

$X_{П.Э1}$ – с учетом пусковой мощности ЭД М1 и нагрузки М2, Н1, Н2;

$X_{П.Э2}$ – с учетом пусковой нагрузки ЭД М3 и нагрузки Н3;

$X_{П.Э3}$ – с учетом нагрузки М4 и Н4.

Определение понижения напряжения нужно проводить последовательно: сначала в точке 1, а затем в точке 2. Условные пусковые нагрузки в точке 1 и точке 2 (рис. 6.2, в, г) соответственно будут равны

$$S_{П.Э.4} = \sqrt{\left(\sum_i^4 P_{НАГРi}\right)^2 + \left(\sum_j^2 S_{Пi} + \sum_i^4 Q_{НАГРi}\right)^2}; \quad (6.12)$$

$$S_{П.Э.2} = \sqrt{P_{НАГР.3}^2 + (S_{П.3} + Q_{НАГР.3})^2}. \quad (6.13)$$

Напряжение во время самозапуска ЭД М1 и М3 в точке 2 будет равно

$$U_{C.2} = U_{C.1} \cdot \frac{X_{П.Э.2}}{X_{C.2} + X_{П.Э.2}}, \quad (6.14)$$

где U_{C1} – напряжение в точке 1 при пуске этих же ЭД.

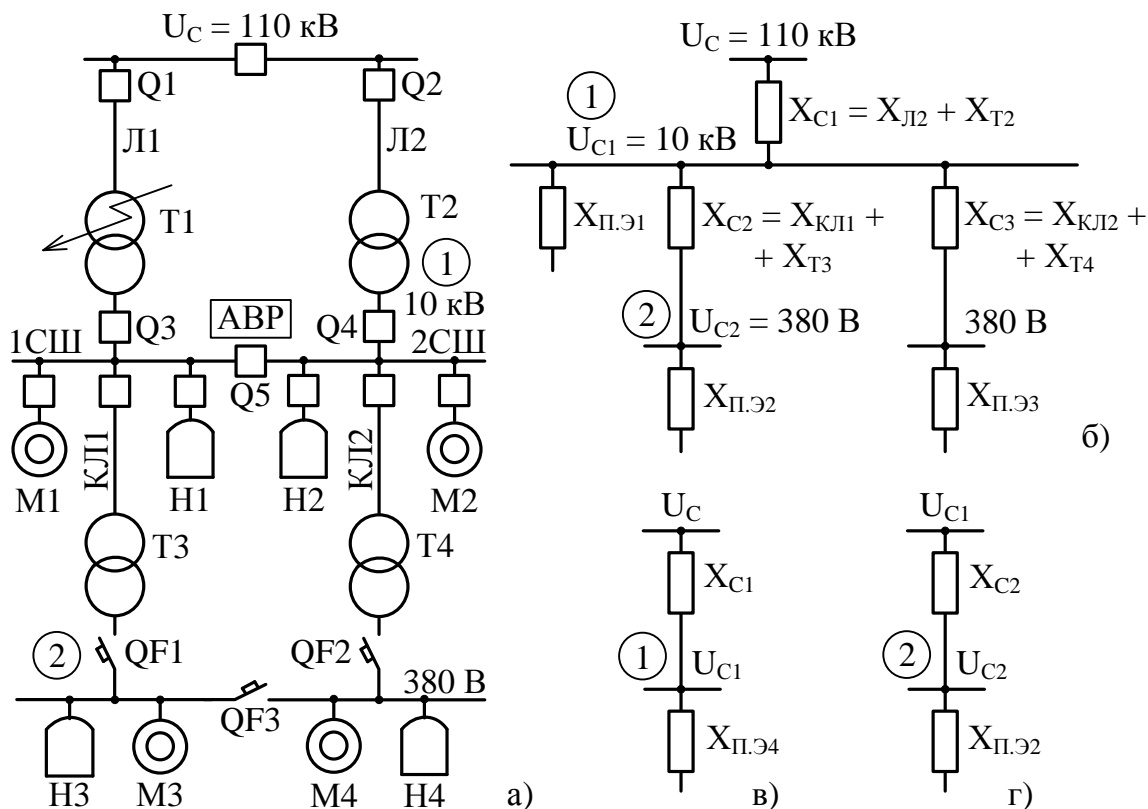


Рис. 6.2. Преобразования схем замещения для расчёта напряжения на зажимах ЭД

6.3. Способы пуска электродвигателей

6.3.1. Типовые статические нагрузки электропривода

Статическая нагрузка электропривода M_C складывается из двух составляющих [24]

$$M_C = M_{\text{пол}} + \Delta M_{\Sigma}, \quad (6.15)$$

где $M_{\text{пол}}$ – суммарный момент полезной нагрузки; ΔM_{Σ} – суммарный момент потерь в двигателе и исполнительном механизме.

В общем случае для статического момента нагрузки можно записать следующее выражение

$$M_C = M_{C, \text{ном}} \cdot \left(\frac{\omega}{\omega_{\text{ном}}} \right)^X \quad (6.16)$$

где $M_{C, \text{ном}}$ – момент сопротивления при номинальной скорости $\omega_{\text{ном}}$; ω – текущая скорость электродвигателя; X – показатель степени, характеризующий изменение момента сопротивления при изменении скорости.

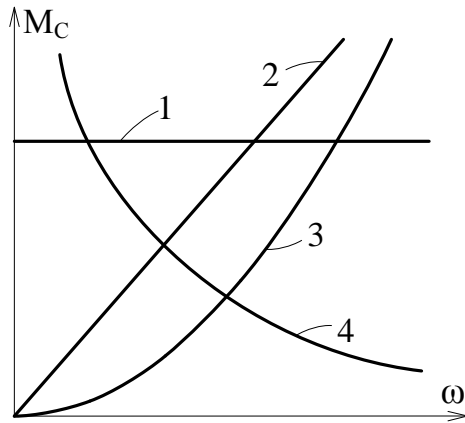


Рис. 6.3. Типовые статические нагрузки электропривода

Наиболее часто встречающиеся зависимости $M_C = f(\omega)$ показаны на рис. 6.3. Рассмотрим их последовательно:

1. **Не зависящие от величины скорости электродвигателя** (кривая 1 на рис. 6.3) – нагрузки типа сухого трения. При этом $X = 0$ и

$$M_C = \text{const.} \quad (6.17)$$

Такой характеристикой обладают механизмы подачи металлорежущих станков, поршневые насосы при неизменной высоте подачи, конвейеры с постоянной массой перемещаемого материала.

2. **Линейно возрастающие со скоростью механические нагрузки** (кривая 2 на рис. 6.3) – нагрузки типа вязкого трения. В этом случае $X = 1$ и

$$M_C = \beta_{\text{в.т}} \cdot \omega, \quad (6.18)$$

где $\beta_{\text{в.т}}$ – коэффициент пропорциональности, называемый коэффициентом вязкого трения.

Такие характеристики имеют силы внутреннего вязкого трения, пропорциональные скорости деформации валов, канатов, муфт и других элементов.

3. **Нелинейно возрастающие со скоростью механические нагрузки** (кривая 3 на рис. 6.3) – вентиляторные нагрузки. Этой характеристике соответствует $X = 2$ и

$$M_C = \beta_{\text{мех}} \cdot \omega^2, \quad (6.19)$$

где $\beta_{\text{мех}}$ – коэффициент пропорциональности.

К механизмам, имеющим такие нагрузки, относятся вентиляторы, центробежные насосы, гребные винты и т. п.

4. **Нелинейно спадающие со скоростью механические нагрузки** (кривая 4 на рис. 6.3). При этом $X = -1$ и момент сопротивления изменяется обратно пропорционально скорости

$$M_C = \frac{\beta_{\text{мех}}}{\omega}. \quad (6.20)$$

Мощность, потребляемая механизмом, остаётся постоянной. Такие характеристики соответствуют режиму работы режущих механизмов металлорежущих станков, моталок в металлургическом, электротехническом и других производствах.

Перечисленные статические нагрузки электропривода не исчерпывают все практически возможные случаи, но дают представление о характеристиках некоторых типичных производственных механизмов.

6.3.2. Прямой пуск электродвигателей

В настоящее время используются различные способы пуска электродвигателей. Современные энергоэффективные двигатели, имеющие более высокие пусковые токи, заставляют уделять большее внимание способам пуска.

Когда на электродвигатель подается номинальное напряжение сети, возникает скачок тока, который называют **пусковым током** или током при заторможенном роторе. Пусковой ток обычно превышает номинальный ток двигателя $I_{д.ном}$ в 5–10 раз, далее он понижается с разгоном электродвигателя до номинальной частоты вращения. На рис. 6.4, а показана зависимость тока двигателя $I_{д}$ от частоты вращения ротора ω , а на рис. 6.4, б – изменение этого тока во времени при разгоне двигателя. На рис. 6.4, в показаны изменения нагрузочного и вращающего моментов электродвигателя также при разгоне двигателя – при номинальной частоте нагрузочный и вращающий моменты электродвигателя равны между собой $M_{с} = M_{вр}$.

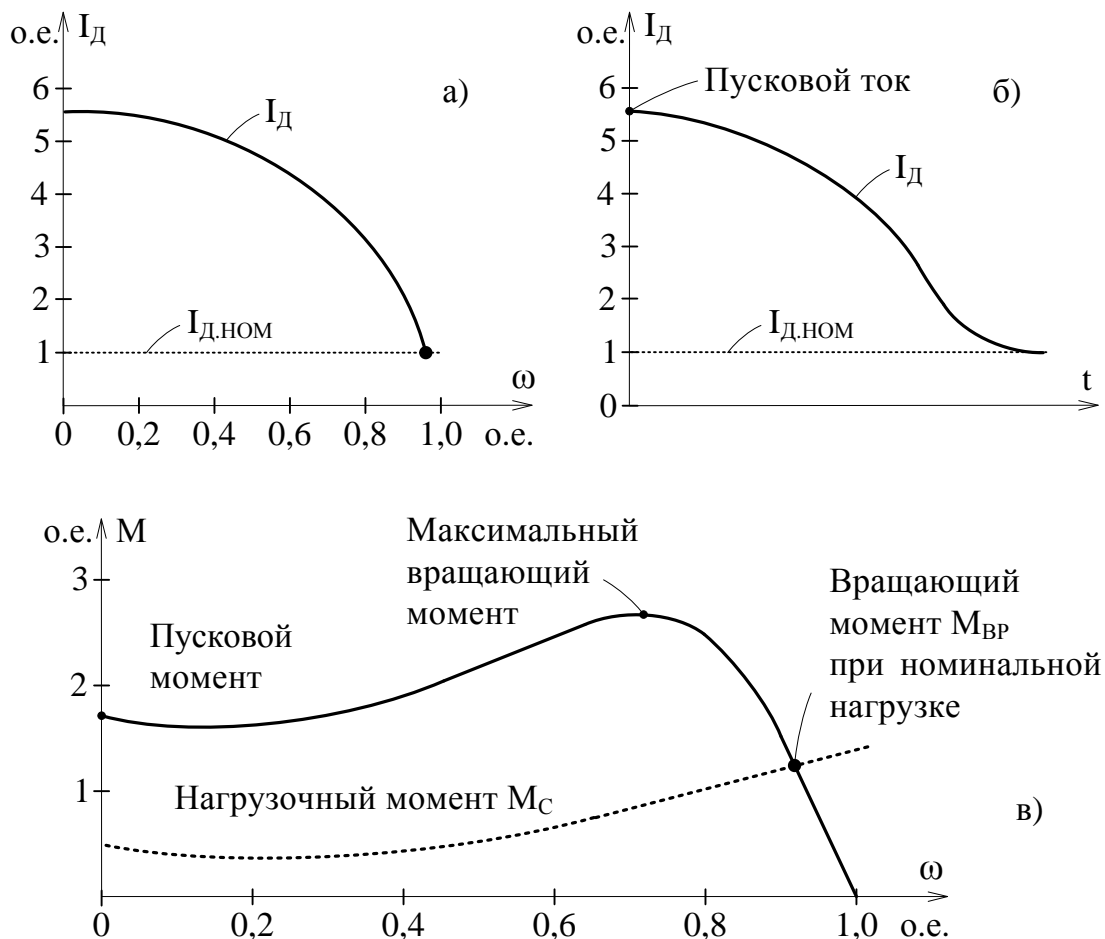


Рис. 6.4. Характеристики электродвигателя при его пуске

Прямой пуск высоковольтного электродвигателя сопровождается 6–8-кратным броском пускового тока, создающим ударный электромагнитный момент, передающийся через вал двигателя на приводимый в движение механизм. Возникающие большие электродинамические усилия в обмотке статора приводят к ухудшению изоляции секций и изгибу лобовых частей обмотки вследствие смещения проводников относительно друг друга, к разрушению и пробое изоляции обмотки статора электродвигателей, а также поломкам валов, соединительных муфт, редукторов и другим неполадкам.

Броски пускового тока также неблагоприятно влияют на питающую сеть, приводя к большим провалам напряжения, что отрицательно сказывается на устойчивости работы других потребителей электроэнергии.

На рис. 6.5 приведена осциллограмма прямого пуска короткозамкнутого асинхронного электродвигателя 5000 кВт напряжением 6 кВ, входящего в состав насосного агрегата [60]. Здесь видно, что продолжительность пуска составляет примерно 7 с. При этом пусковой ток изменяется в пределах $(6–7) \cdot I_{д.ном}$, напряжение питания снижается до уровня 7–8 кВ, а вращающий момент примерно равен $(1,5–2)M_{вр.ном}$. После окончания пуска все эти параметры принимают близкие к номинальным значения.

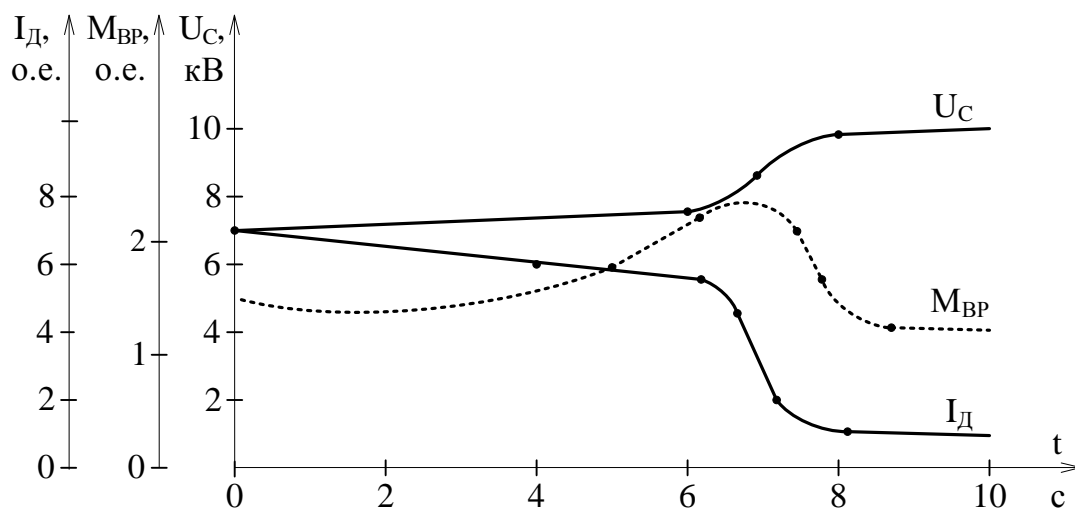


Рис. 6.5. Осциллограмма прямого пуска электродвигателя

В заключение отметим, что прямой пуск электродвигателя от сети является самым простым, дешёвым и самым распространённым методом пуска. Кроме того, он даёт наименьшее повышение температуры в электродвигателе во время включения по сравнению со всеми другими способами пуска. Если поступающий ток от сети не имеет специальных ограничений, такой метод является наиболее предпочтительным.

6.3.3. Тиристорные устройства безударного пуска по схеме регулятора напряжения

Для того чтобы снизить пусковой ток, используются различные способы пуска. В тоже время задача любых способов пуска электродвигателя заключается в том, чтобы согласовать характеристики вращающего момента электродвигателя с характеристиками механической нагрузки, при этом необходимо, чтобы пиковые токи не превышали допустимых значений. Существуют различные способы пуска, каждый из которых имеет свои особенности.

Устройства безударного пуска по схеме тиристорного регулятора напряжения ТРН (рис. 6.6, а) предназначены для безударного плавного пуска высоковольтных асинхронных и синхронных электродвигателей механизмов с «вентиляторной» (квадратично зависимой от скорости) характеристикой нагрузочного момента (центробежные компрессоры, насосы, вентиляторы, дымососы, эксгаустеры и другие аналогичные механизмы). Устройства обеспечивают ограничение скорости нарастания и значения пускового тока электродвигателя изменением углов отпирания α тиристорov с использованием системы импульсно-фазового управления СИФУ (рис. 6.6, б) [60].

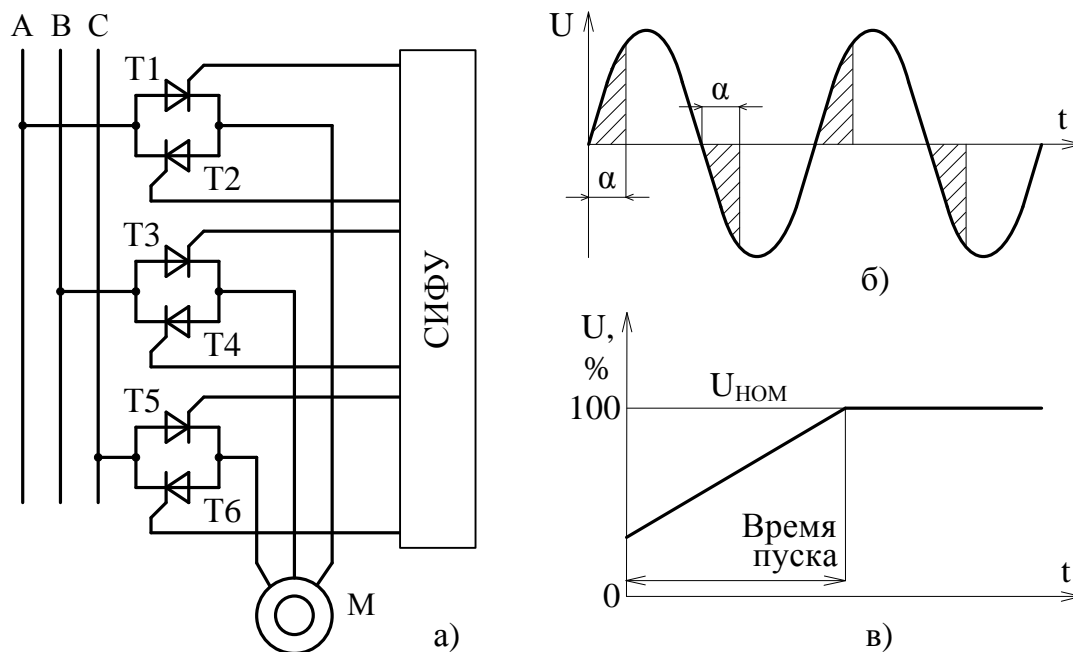


Рис. 6.6. Схема безударного пуска электродвигателя тиристорным регулятором напряжения

В течение заданного времени разгона электродвигателя происходит плавное нарастание напряжения на обмотках статора от некоторого начального (40–60 %) до номинального значения $U_{\text{ном}}$ (рис. 6.6, в). Пуско-

вой ток $I_{д.пл}$ увеличивается плавно с заданным токоограничением, не создавая ударных электромагнитных моментов, отрицательно сказывающихся на электродвигателе и механизме (рис. 6.7, а). Величина начального минимального напряжения определяется начальным тормозным моментом нагрузки.

Однако ограничение величины пускового тока одновременно вызывает существенное уменьшение вращающего момента и увеличение времени разгона. Вращающий момент изменяется пропорционально квадрату напряжения при фиксированной частоте – на рис. 6.7, б приведена зависимость вращающего момента асинхронного короткозамкнутого двигателя от величины напряжения питания.

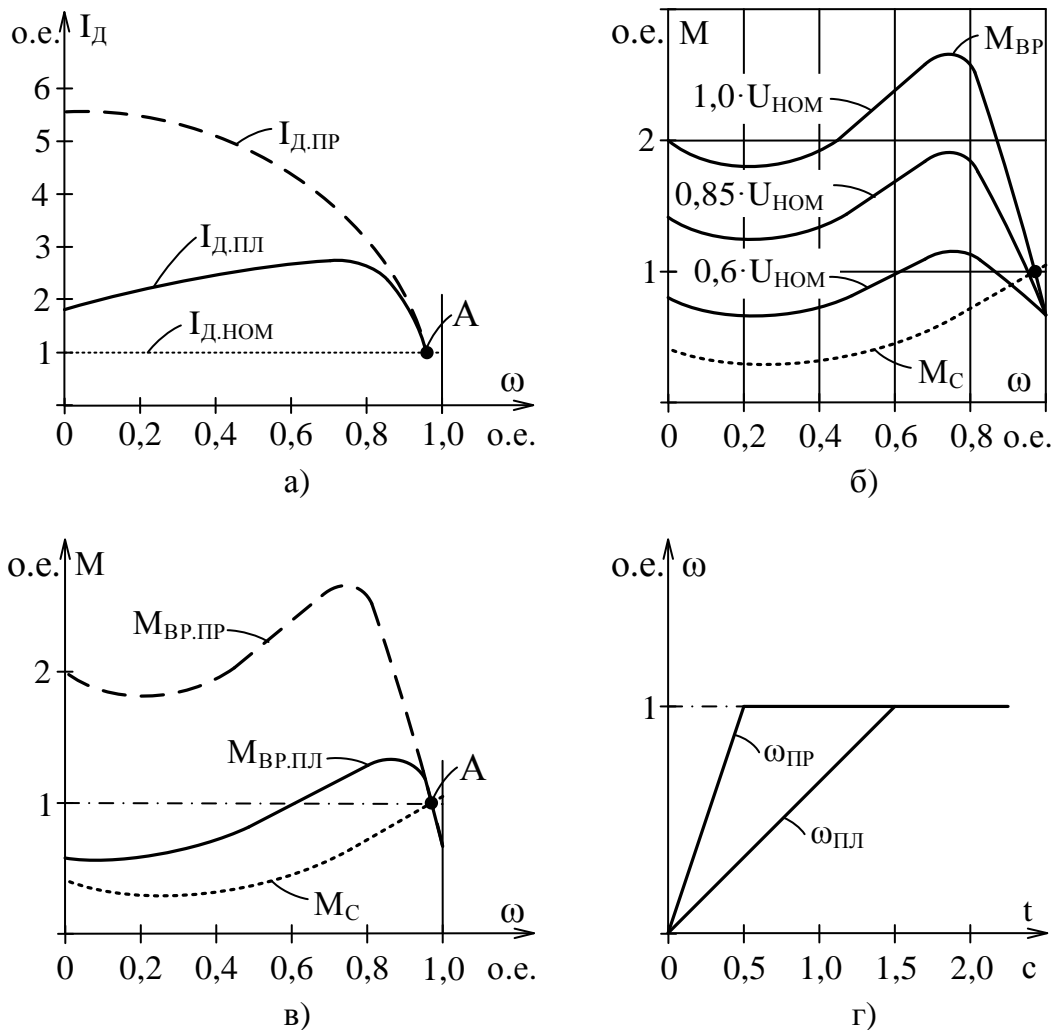


Рис. 6.7. Характеристики безударного пуска электродвигателя по схеме регулятора напряжения

На рис. 6.7, в показаны изменения ограниченного вращающего момента $M_{вр.пл}$ и нагрузочная характеристика M_c насоса при разгоне двигателя. В точке А моменты сравниваются и асинхронный двигатель работает с частотой вращения ω_A , отличающейся от его синхронной частоты. На рис.

6.7, г показано сопоставление изменения угловой скорости во время разгона электродвигателя при его прямом ($\omega_{\text{пр}}$) и плавном ($\omega_{\text{пл}}$) пусках.

Для электродвигателей с тяжёлыми условиями пуска, которые приводят в движение агрегаты с большим моментом инерции (типа конвейера), при пуске тиристорным регулятором напряжения для разгона агрегата требуется большой пусковой ток, приближающийся по величине к пусковому току при прямом пуске. Для преодоления момента трогания агрегата может быть использована в начале пуска кратковременная подача на электродвигатель номинального напряжения или близкого к нему (80–100 % $U_{\text{НОМ}}$), обеспечивающая высокий пусковой момент $M_{\text{ВР}}$ в течение короткого времени (рис. 6.8). Это позволяет произвести стирание механизма [55]. Длительность импульса может составлять $t_{\text{ИМП}} = 0,1\text{--}1$ с. После окончания импульса напряжение снижается до уставки начального напряжения, и далее происходит его линейное нарастание в соответствии с заданными уставками пуска.

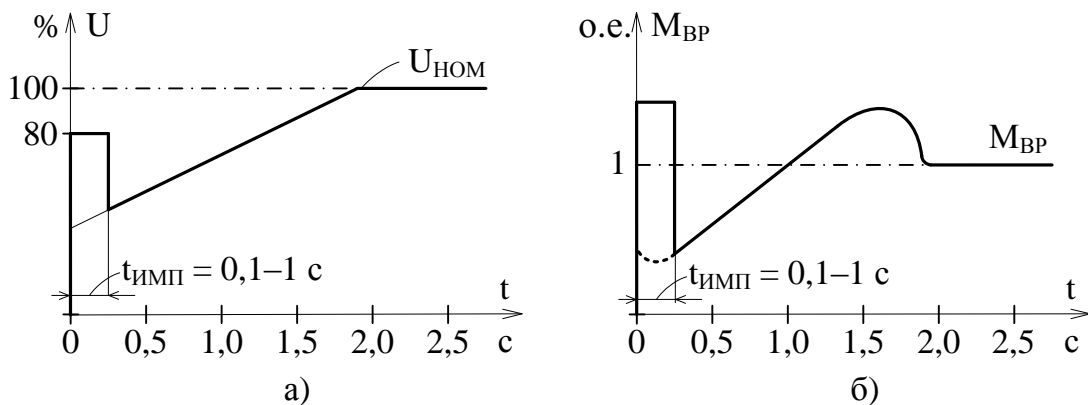


Рис. 6.8. Приложение импульса повышенного напряжения

На рис. 6.9 приведена система безударного пуска 4-х электродвигателей механизмов с «вентиляторной» характеристикой нагрузки серии УБПВД-ВЦ, выпускаемой ОАО «ВНИИР» [60]. Система может подключаться к секциям сборных шин 1СШ и 2СШ подстанции ПС или высоковольтного распределительного пункта РП. Система позволяет обеспечить запуск одного двигателя или поочерёдный пуск нескольких двигателей.

Рассмотрим пуск электродвигателя М1, который питается от 1СШ подстанции:

1. При подаче сигнала «Пуск» система управления включает выключатель Q5, подавая напряжение на устройство УБПВД от 1СШ подстанции, и выключатель Q7, подсоединяя электродвигатель М1 к пусковой шине устройства УБПВД.

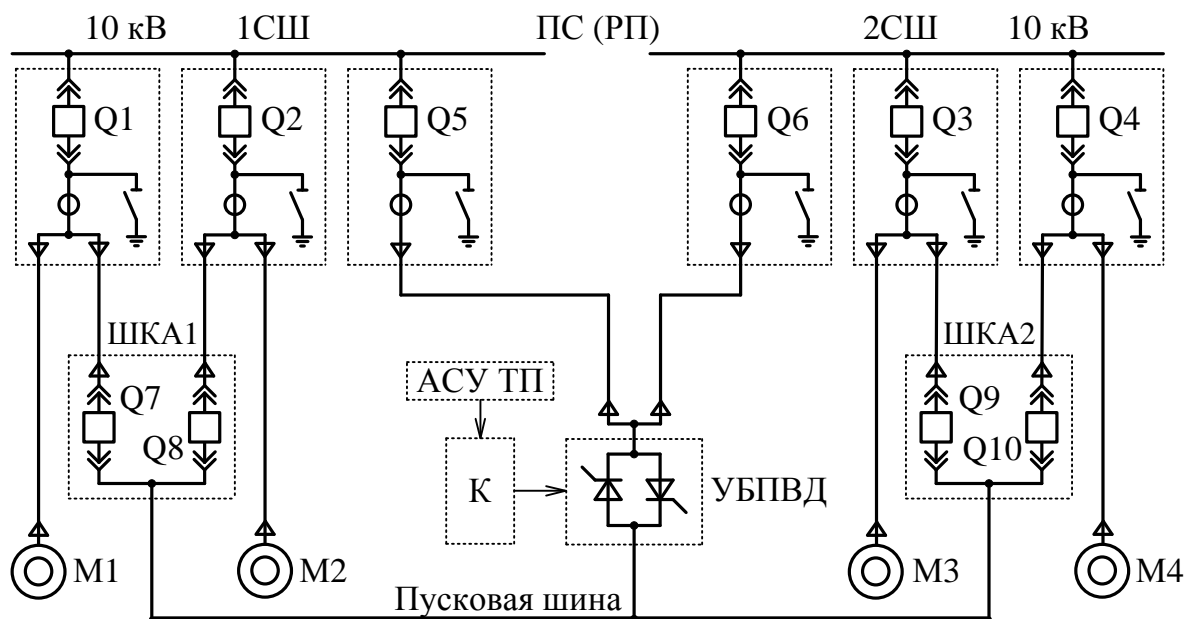


Рис. 6.9. Система безударного пуска электродвигателей по схеме регулятора напряжения: М1–М4 – электродвигатели рабочих механизмов; Q1–Q4 – рабочие ячейки ЭД; Q5, Q6 – головные ячейки подключения УБПВД к секциям сборных шин; ШКА1, ШКА2 – шкафы подключения ЭД к пусковой шине с выключателями Q7–Q10; АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом; К – контроллер; УБПВД – устройство безударного плавного пуска

2. Контроллер, изменяя угол отпирания тиристоров, начинает повышать напряжение на электродвигателе М1, за счет чего ток двигателя плавно нарастает до значения, необходимого для трогания двигателя и связанного с ним механизма ($1,3-1,6 I_{д.ном}$). Это значение пускового тока стабилизируется и двигатель разгоняется с фиксированным значением пускового тока. Если в процессе разгона нагрузка со стороны агрегата увеличивается, то контроллер плавно поднимает ток по линейному закону к концу разгона до величины $(2-2,5)I_{д.ном}$ (задаваемого предельного значения).

3. При увеличении скорости двигателя до значения близкого к номинальному, двигатель выходит на свою рабочую характеристику и пусковой ток уменьшается до величины, определяемой фактической нагрузкой двигателя. При этом контроллер полностью открывает тиристоры силовых блоков, и на двигатель от УБПВД подается полное напряжение питающей сети.

4. В случае пуска синхронного электродвигателя подается возбуждение, после чего двигатель втягивается в синхронизм.

5. После окончания разгона и отсчета некоторого времени система управления выдает команду «Окончание разгона» и последовательно включает рабочий выключатель Q1, который «перехватывает» ток нагруз-

ки на себя, снимает импульсы управления с тиристоров, запирая тиристоры силовых блоков, отключает выключатель Q7, отсоединяя электродвигатель M1 от пусковой шины, отключает выключатель Q5, снимая напряжение с устройства УБПВД. Процесс пуска заканчивается.

Запуск следующего электродвигателя возможен при повторной подаче команды «Пуск».

Примечание. Следует отметить, что УБПВД строго подключается к той секции сборных шин, от которой питается запускаемый электродвигатель. В противном случае, во-первых, не будут обеспечены нормальные условия пуска электродвигателя, во-вторых, на окончательной фазе пуска запараллеливаются через УБПВД секции сборных шин 1СШ и 2СШ (например, включаются последовательно выключатели Q1, Q7 и Q6 – при подключении УБПВД к 2СШ), что недопустимо, как по условиям эксплуатации системы электроснабжения (объединяются два независимых источника питания), так и условиями работы самого УБПВД.

Устройства серии УБПВД-ВЦ предназначены для безударного плавного пуска высоковольтных асинхронных и синхронных электродвигателей механизмов с «вентиляторной» нагрузкой. Мощность запускаемых электродвигателей напряжением 6 кВ может составлять 1000–10000 кВт, напряжением 10 кВ – 1600–16000 кВт [60].

6.3.4. Тиристорные устройства частотного безударного пуска

Для механизмов с синхронными электродвигателями и тяжелыми условиями пуска (шаровые мельницы, конвейеры, вентиляторы с большими инерционными массами и др.) наиболее рациональным является частотный пуск, обеспечивающий пусковой момент двигателя до 1,3–1,5 номинального момента электродвигателя ($M_{вр.ном}$), при этом пусковой ток не превышает $(1,5–2,5)I_{д.ном}$. Такие устройства плавного пуска представлены серией УБПВД-С [60].

На рис. 6.10 приведена схема устройства частотного безударного пуска УБПВД-С, которое включает в себя трехфазный высоковольтный тиристорный выпрямитель U, зависимый тиристорный инвертор тока UZ, трехфазный токоограничивающий реактор РТ, два сглаживающих реактора РС1 и РС2.

Двигатель запускается в режиме регулирования частоты с включенным возбуждением. До частоты 5 Гц осуществляется принудительная коммутация тиристоров инвертора UZ прерыванием тока тиристорами выпрямителя U. В дальнейшем ЭДС двигателя становится достаточной для коммутации тиристоров инвертора, и последний переходит в режим естественной коммутации. Увеличением напряжения выпрямителя и частоты тока двигателя разгоняется до синхронной скорости, и после синхронизации ЭДС двигателя и напряжения сети включается выключатель Qш, подключая

двигатель к сети через токоограничивающий реактор РТ, шунтируя устройство УБПВД-С.

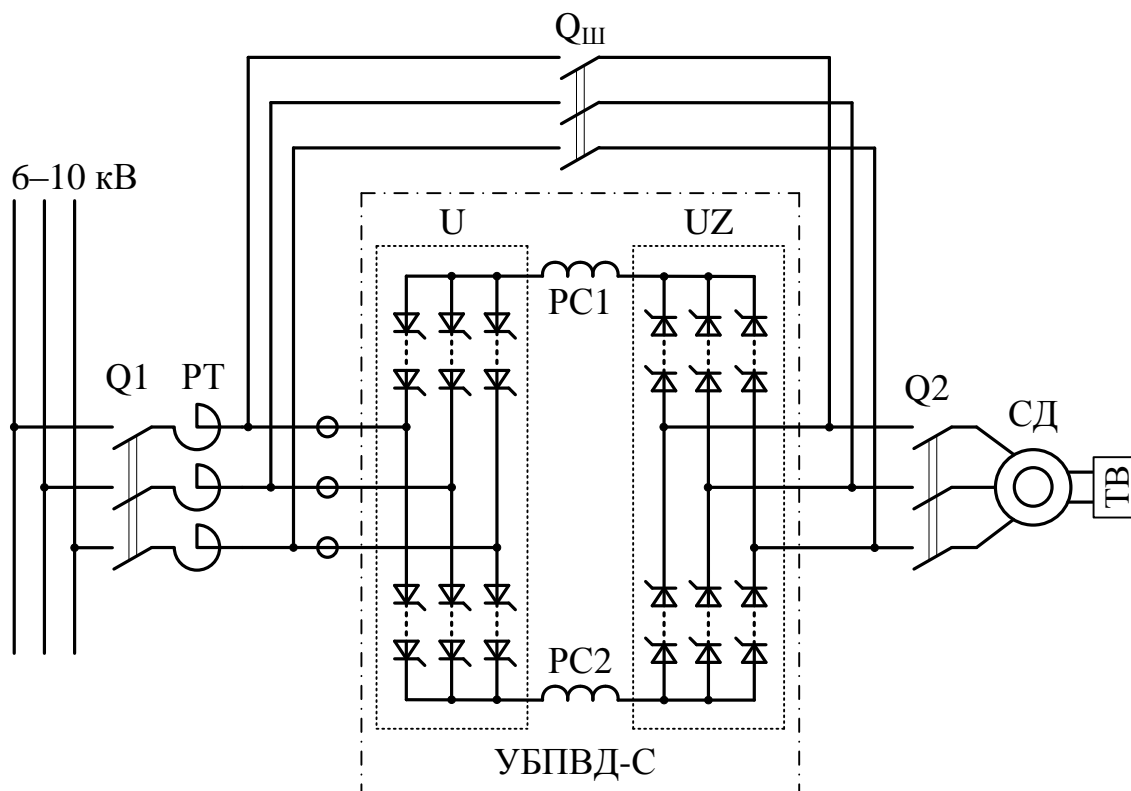


Рис. 6.10. Схема устройства частотного безударного пуска синхронного двигателя

Рассмотрим основные характеристики асинхронного двигателя, используемые при частотном пуске. Для максимального момента, развиваемого двигателем, при определённых допущениях можно записать следующее соотношение [4]

$$M_{\text{МАКС}} = k \frac{U^2}{f^2} \quad (6.21)$$

где k – коэффициент пропорциональности; U и f – напряжение, подаваемое на электродвигатель, и его частота.

Изменения соотношения напряжения питания к частоте вращения определяются характером нагрузки на валу электрического двигателя [22, 32]:

1. Если частота вращения двигателя регулируется при условии постоянства момента нагрузки $M_{\text{ВР}} = \text{const}$, то подводимое напряжение необходимо изменять пропорционально изменению частоты

$$\frac{U}{f} = \text{const}. \quad (6.22)$$

При этом мощность двигателя увеличивается пропорционально нарастанию частоты вращения. На рис. 6.11, а приведена зависимость напряже-

ния питания от частоты для случая *с постоянным моментом нагрузки*. Угол наклона прямой на графике зависит от величин момента сопротивления и максимального крутящего момента двигателя. Для обеспечения более быстрого пуска рассматриваемое соотношение нужно увеличивать, но при этом будут расти пусковые токи. Для уменьшения пусковых токов соотношение нужно уменьшать, но это ведёт к затягиванию пуска.

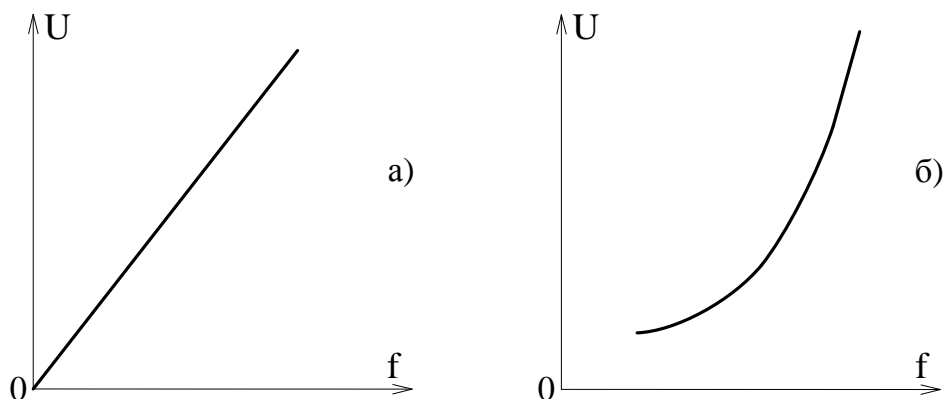


Рис. 6.11. Изменения соотношения напряжения к частоте в зависимости от характера нагрузки на валу электродвигателя

2. В случае «*вентиляторного*» характера нагрузки должен обеспечиваться закон управления близкий к постоянству соотношения (рис. 6.11, б)

$$\frac{U}{f^2} = \text{const.} \quad (6.23)$$

3. Для нагрузки с *постоянной мощностью* должен обеспечиваться закон управления близкий к постоянству соотношения

$$\frac{U^2}{f} = \text{const.} \quad (6.24)$$

Используя зависимость максимального крутящего момента от напряжения и частоты, можно построить график U от f для любого типа нагрузки.

В качестве примера на рис. 6.12 приведены характеристики напряжения питания $U = f(t)$, угловой скорости $\omega = f(t)$, тока двигателя $I_d = f(t)$ и электромагнитного момента $M_{вр} = f(t)$, полученные при прямом и частотном пусках асинхронного двигателя напряжением 380 В с номинальной мощностью $P_{дном} = 7,5$ кВт.

Система безударного частотного плавного пуска на базе устройства УБПВД-С (рис. 6.13) с зависимым инвертором тока, в котором используются тиристоры с фазовым управлением, в 3–5 раз дешевле преобразователей частоты на базе IGBT или IGCT приборов, менее сложная, а, следовательно, более надежная и простая в эксплуатации.

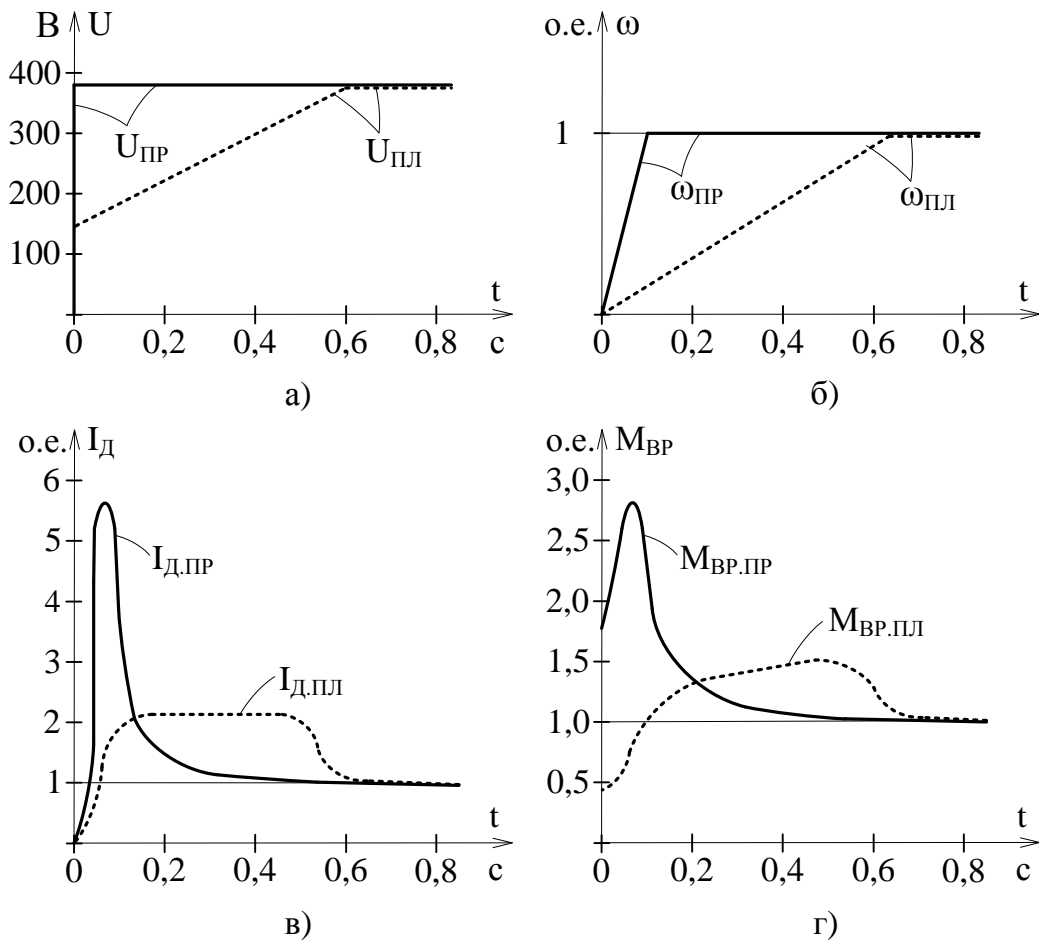


Рис. 6.12. Характеристики электродвигателя при прямом и частотном пусках асинхронного двигателя

Управление пуском осуществляется с помощью программируемого контроллера. После получения команды «Пуск» включаются соответствующие запускаемому электродвигателю (например, М1 – алгоритм пуска аналогичен системе управления с тиристорным регулятором напряжения) пусковой выключатель Q7, головной выключатель Q5 и возбудитель ТВ. Производится самодиагностика системы, и контроллером выдается команда на разгон двигателя. При достижении им синхронной скорости и фиксации допустимого угла сдвига между ЭДС двигателя и напряжением сети включается шунтирующий выключатель Q_Ш и двигатель подключается к сети через токоограничивающий реактор РТ. В дальнейшем включается рабочий выключатель Q1, шунтируя реактор и подключая двигатель непосредственно к сети. Отключаются Q5, Q_Ш и Q7. Система готова к следующему пуску.

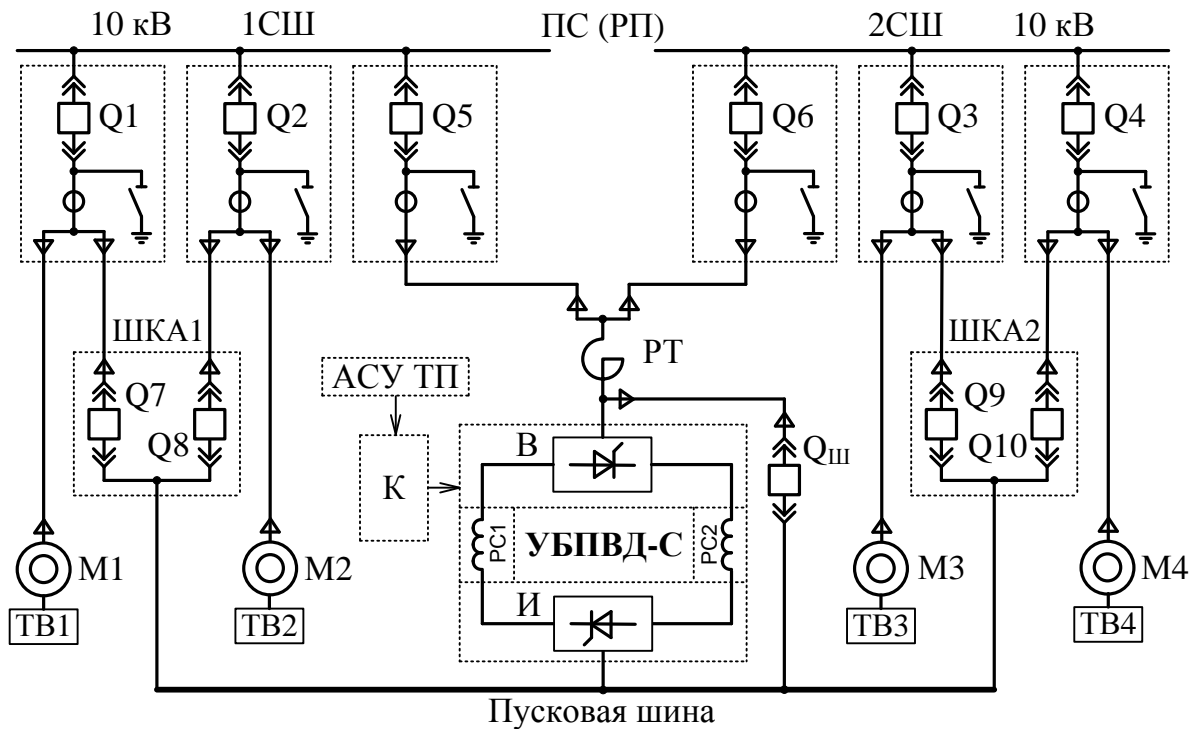


Рис. 6.13. Система безударного пуска электродвигателей с устройством УБПВД-С: М1–М4 – электродвигатели рабочих механизмов; Q1–Q4 – рабочие ячейки ЭД; Q5, Q6 – головные ячейки подключения УБПВД к секциям сборных шин; ШКА1, ШКА2 – шкафы подключения ЭД к пусковой шине с выключателями Q7–Q10; выключатель, шунтирующий Qш; АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом; К – контроллер; УБПВД – устройство безударного плавного пуска; В – выпрямитель; И – инвертор; РС1, РС2 – реактор сглаживающий; РТ – реактор токоограничивающий; ТВ1–ТВ4 – возбудитель тиристорный

Устройство серии УБПВД-С обеспечивают плавный частотный пуск высоковольтных синхронных электродвигателей (при напряжении 6 кВ мощностью 1000–10000 кВт, при напряжении 10 кВ – 2500–12500 кВт), приводящих в движение механизмы со статической нагрузкой на валу или с тяжелыми условиями пуска, такими как шаровые мельницы, конвейеры, вентиляторы с большими инерционными массами и др.

6.3.5. Система частотно-регулируемого электропривода

Одним из наиболее эффективных средств энергосбережения и регулирования параметров технологических процессов является регулируемый электропривод. С целью снижения затрат разработана концепция системы частотно-регулируемого электропривода (СЧРП) несколькими электродвигателями, подключенных к одной или нескольким секциям шин от одного

преобразователя частоты серии ABS-DRIVE. СЧПП позволяет осуществлять как прямой, так и поочередный плавный пуск, регулирование любого выбранного электродвигателя под управлением контроллера. Преобразователи частоты позволяют осуществлять экономию электроэнергии в отдельных случаях до 30–40 % за счет плавного пуска, регулирования частоты асинхронных электродвигателей и автоматического поддержания требуемого уровня технологического параметра работы агрегатов.

Универсальным устройством, решающим все задачи, включая неоднократные запуски механизмов с тяжелыми условиями пуска с током на уровне номинального тока, как асинхронных, так и синхронных электродвигателей, регулирование работы механизмов, обеспечивающим экономию электроэнергии, является преобразователь частоты на базе многоуровневого инвертора напряжения серии ABS-DRIVE [60].

Преобразователь частоты серии ABS-DRIVE (рис. 6.14) представляет собой современный автономный инвертор напряжения по многоуровневой схеме с интегрированным многообмоточным силовым трансформатором Т. В ABS-DRIVE силовое преобразовательное устройство состоит из низковольтных частотно-преобразовательных модулей ПЧ, соединенных последовательно.

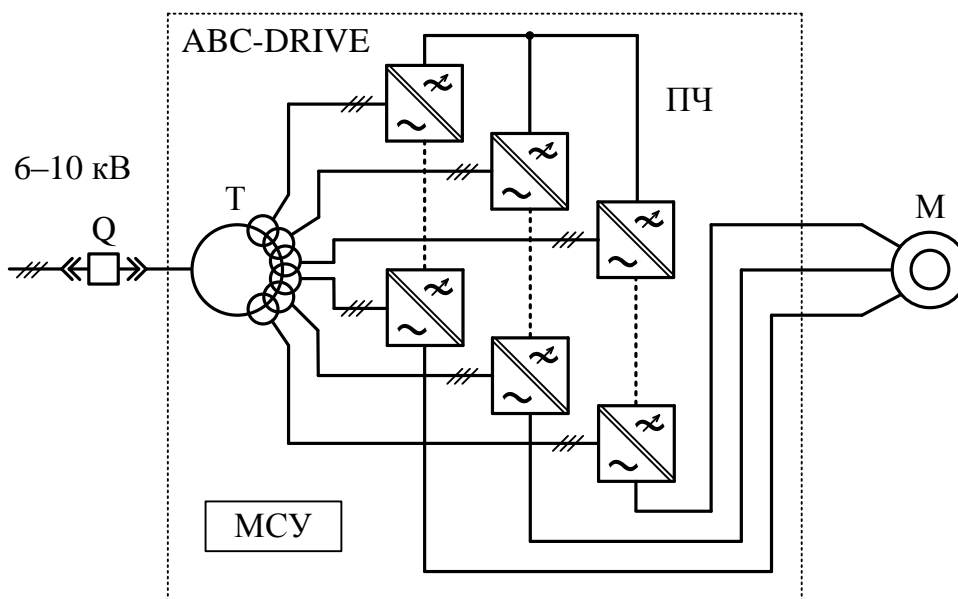


Рис. 6.14. Функциональная схема преобразователя частоты ABS-DRIVE:
 Q – ячейка ввода; Т – трансформатор; ПЧ – преобразователь частоты;
 МСУ – микропроцессорная система управления преобразователем частоты

Преимущества преобразователей частоты:

– интегрированный силовой многообмоточный трансформатор и многоуровневая схема формирования выходного напряжения обеспечивают как синусоидальность потребляемого из питающей сети тока, так и синусоидальность выходного напряжения.

соидальную форму выходного тока при минимальном уровне высших гармоник, потому отсутствует необходимость установки выходных фильтров электродвигателя для улучшения формы выходного тока;

- исключение гидроударов в трубопроводе (в случае перекачки жидкостей).

- поочередный плавный пуск и регулирование практически неограниченного количества агрегатов;

- лучшее соотношение цена/качество.

Серия ABS-DRIVE имеет два исполнения: ABS-DRIVE-A для регулирования скорости асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором и ABS-DRIVE-S – для регулирования скорости синхронных электродвигателей (при напряжении 6 кВ мощностью 250–5000 кВт, при напряжении 10 кВ мощностью 400–8000 кВт). Они используются в качестве приводов механизмов с «вентиляторной» нагрузочной характеристикой (насосы, дымососы, вентиляторы, компрессоры и т. д.), а также для механизмов с другим видом нагрузочной характеристики.

7. ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ОСВЕЩЕНИЕ

7.1. Краткая история развития искусственного освещения

Начиная с 1802 г. (времени открытия электрической дуги академиком В.В. Петровым) появилась возможность использовать электрические источники света [45]. В первых лампах электрическая дуга горела между угольными электродами, раскаленными до температуры 3700–4100 К, продолжительность горения составляла 5–20 ч.

После создания дифференциального регулятора угольных стержней В.Н. Чиколева, угольной нити А.Н. Лодыгина и параллельных изолированных электродов свечи П.Я. Яблочкова началось триумфальное шествие по городам Европы и мира «русского света». С 1876 по 1882 г. свеча Яблочкова широко использовалась в качестве источника света.

После усовершенствования Т.А. Эдисоном конструкции лампы Лодыгина с угольным телом накала в 1879 г. и демонстрации ее на Парижской выставке в 1881 г. интерес к свече Яблочкова снизился. Низкая световая отдача *ламп накаливания* с угольной нитью побудила ученых к созданию металлизированной угольной нити, и с 1898 г. начался период разработки ламп с металлическим телом накала в виде осмиевой нити. В 1902 г. были созданы лампы с танталовой, а в 1903 г. – с вольфрамовой нитью накала.

История развития электрических («пламенных») дуг для освещения берет начало в 1893–1904 гг. Развитие технологии изготовления электродов дало возможность создать электроды из более плотного графита с добавлением солей различных металлов, что позволило получить излучения различных цветов: например, соли стронция дают при сгорании красный цвет, кальция – оранжевый, бария – синий и т. д. Световая отдача дуг с добавками из редкоземельных металлов достигала в те годы 20–30 лм/Вт. В 1912–1913 гг. появились закрытые пламенные дуговые фонари с угольными катодами, содержащими соли редкоземельных металлов, которые имели световую отдачу 25–49 лм/Вт и срок службы 100–120 ч.

Электрические разряды в газах при низком давлении были известны практически с того времени, как были изобретены методы удаления воздуха из сосуда. Но только в 1920 г. было открыто явление, заключающееся в том, что электрический разряд в смеси паров ртути и инертного газа при определенном давлении есть чрезвычайно эффективное преобразование электрической энергии в ультрафиолетовое излучение.

В СССР в 1936 г. была закончена разработка образца *люминесцентной лампы* низкого давления с аргоново-ртутным наполнением. В 1938 г. американская фирма General Electric (GE) продемонстрировала люминесцентную лампу низкого давления, работающую непосредственно от промышленной сети 220/127 В, обеспечивающую спектр излучения, близкий к бе-

лomu цвету со световой отдачей, в несколько раз превышающей световую отдачу лампы накаливания.

В 1940 г. в лаборатории Всесоюзного электротехнического института под руководством проф. В.А. Фабриканта были разработаны первые образцы отечественных люминесцентных ламп (ЛЛ) современного типа, но их серийный выпуск был налажен только после Великой Отечественной войны в 1948 г. В начале 80-х годов начали выпускаться компактные ЛЛ (КЛЛ) разнообразных форм со световой отдачей от 40 до 80 лм/Вт и сроком службы 10 000–15 000 ч.

Наряду с развитием научных исследований разряда низкого давления продолжались исследования электрического разряда в газах высокого и сверхвысокого давления. Повышение давления и тока вызывает увеличение градиента потенциала и яркости свечения, которое стягивается в яркий светящийся шнур по оси разрядной трубки. Сформировались два основных вида источников света: *высокого давления* в кварцевых колбах трубчатой формы с длинными дугами, *и сверхвысокого давления* в кварцевых колбах шарообразной или эллипсоидной формы с короткими дугами. В 1940 г. были выпущены ртутно-накальные и ртутно-вольфрамовые лампы, а в конце 50-х годов стали широко применяться ксеноновые лампы ВД трубчатой формы и короткодуговые лампы СВД шарообразной формы. В 50-х годах получили массовое распространение дуговые ртутные лампы ВД с люминофором (лампы ДРЛ), для наружного, архитектурного освещения и освещения производственных помещений, где не предъявляются требования к цветопередаче. Начиная с 60-х годов XX в. введение галоидных соединений и использование керамических материалов, устойчивых к парам щелочных и редкоземельных металлов в лампах ВД и СВД, расширили возможности получения излучения различного спектрального состава. На этой базе были разработаны натриевые лампы ВД (НЛВД) со световой отдачей до 150 лм/Вт и сроком службы более 20 тыс. ч. Использование новых технологий определило появление металлогалогенных ламп (МГЛ), НЛВД и др. Начиная с 70-х годов в наружном освещении лампы ДРЛ постепенно стали вытесняться НЛВД, а МГЛ стали применять для освещения при телевизионных съемках и для внутреннего освещения.

По мере развития газоразрядных источников света предпринимались попытки отказаться от электродов, ограничивающих срок службы ламп. Возбуждение безэлектродного разряда возможно в высокочастотном и сверхвысокочастотном электромагнитном поле. Первые опыты в этом направлении были проведены в 1940–1941 гг., но только в последнее время благодаря развитию микроэлектроники стало возможным создание *безэлектродных компактных ЛЛ*. В 1991–1993 гг. фирмой Philips были выпущены безэлектродные КЛЛ со световой отдачей около 70 лм/Вт и сроком службы 60 тыс. ч, а в 1997 г. фирма OSRAM наладила выпуск подобных ламп большей мощности. В этот же период были проведены исследо-

вания и получены источники света, возбуждаемые микроволновым излучением. Световая отдача микроволновых безэлектродных серных ламп ВД, первые образцы которых были сделаны в 1991–1996 гг., достигла 155 лм/Вт.

Первые *светодиоды* появились в 1962 г., а в 1968 г. – первая светодиодная лампочка для индикатора Monsanto и первый дисплей Hewlett Packard. Световой поток их был слабым, всего 0,001 лм, световая отдача – менее 0,1 лм/Вт, а цвет – только красный. К 1976 г. были получены оранжевые, желтые и желто-зеленые светодиоды, яркие настолько, что их можно было разглядеть и при солнечном свете. До 1985 г. они использовались исключительно в качестве индикаторов со световым потоком всего лишь 0,1 лм. С 1985 г. благодаря открытию лауреатом Нобелевской премии акад. Ж.И. Алферовым двойных многопроходных гетероструктур их световой поток увеличился до 100 лм, и они уже стали применяться в качестве полноценных источников монохроматического и белого света. В 1990 г. световая отдача светодиодов достигла уже 10 лм/Вт, что позволило им стать адекватной заменой ламп накаливания.

Получение светодиодов с всё большей световой эффективностью становится возможным благодаря поиску и использованию новых материалов. Работы в этом направлении идут с нарастающим темпом, и можно надеяться, что световая отдача этих источников света вырастет еще в несколько раз и через пару десятилетий превысит световую отдачу люминесцентных ламп более чем в 2 раза. Начиная с 2010 г. световая отдача *белых светодиодов* достигла 150 лм/Вт, и они начали вытеснять люминесцентные и газоразрядные лампы со светотехнического рынка.

Последние достижения базовой полупроводниковой технологии позволили светодиодам составить серьезную конкуренцию существующим источникам белого света. Долговечность, низкое энергопотребление и возможность управления и регулирования в широких пределах являются их главными преимуществами, небольшие размеры позволяют сделать область их применения необычайно широкой.

7.2. Цветовая температура света

Все окружающие нас тела излучают в пространство лучистую энергию. Перенос этой энергии осуществляется электромагнитными колебаниями.

Излучение принято характеризовать длиной волны, под которой понимается расстояние, пройденное излучением за время одного периода колебания

$$\lambda = \frac{c}{\nu}, \quad (7.1)$$

где $C = 3 \cdot 10^8$ м/с – скорость света; ν – частота электромагнитных колебаний, Гц.

Область спектра оптического излучения лежит в пределах длины волны λ от 0,01 до 340 мк и находится между рентгеновскими лучами и радиоволнами (рис. 7.1). Оптическая область спектра делится на три основные части:

1. **Ультрафиолетовое излучение** (УФ-излучение) с длиной волны 0,01–0,38 мк.

$\lambda \rightarrow$	0,01	0,38	0,76	340 мк
Рентгеновские лучи	Ультрафиолетовое	Видимое	Инфракрасное	Радиоволны
	Излучение			

Рис. 7.1. Диапазоны электромагнитного излучения

2. **Видимое излучение – свет** с длиной волны 0,38–0,76 мк (380–760 нм).

3. **Инфракрасное излучение** (ИК-излучение) с длиной волны 0,76–340 мк.

Все воспринимаемые человеком световые и цветовые ощущения вызываются излучением видимого диапазона.

Мощность излучения, характеризующая количество энергии, излучаемой в единицу времени, называют потоком излучения (измеряется в люменах – лм)

$$\Phi = \frac{d\omega}{dt}, \quad (7.2)$$

где ω – телесный угол, измеряемый отношением площади S , которую он вырезает из сферы с радиусом R , к квадрату радиуса сферы $\omega = S/R^2$.

Световая отдача, характеризующая экономичность источника света, представляет собой отношение светового потока, излучаемого источником, к его мощности

$$H = \frac{\Phi}{P}, \quad (7.3)$$

где H – световая отдача, лм/Вт; Φ – мощность излучения, лм; P – мощность источника света, Вт.

Излучение может быть монохроматическим или сложным. Излучение, характеризующееся одним значением частоты или длины волны λ , называется монохроматическим. Сложное излучение состоит из совокупности монохроматических излучений, которые могут образовывать линейчатый или сплошной спектр. Линейчатые спектры характерны для разрядных ис-

точников, например, натриевых или ртутных ламп. Например, ртутная лампа даёт спектр излучений, показанный на рис. 7.2, а. Сплошные спектры характерны для источников теплового излучения, например, ламп накаливания – рис. 7.2, б. Для источников света с люминофорами спектр состоит из бесконечно большого числа монохроматических излучений, примыкающих друг к другу.

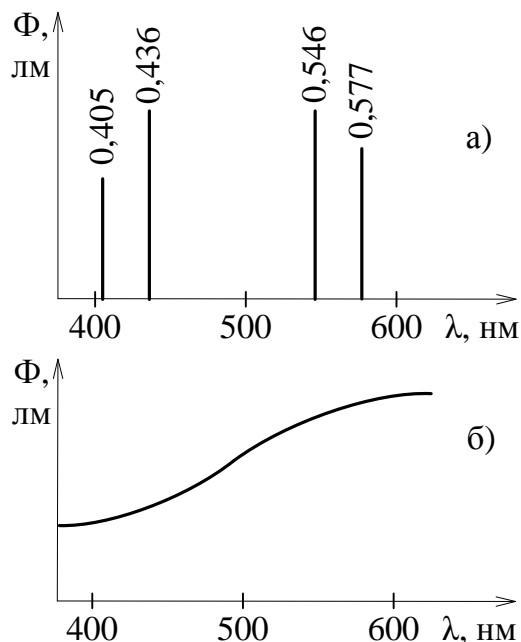


Рис. 7.2. Линейчатый и сплошной спектры излучения

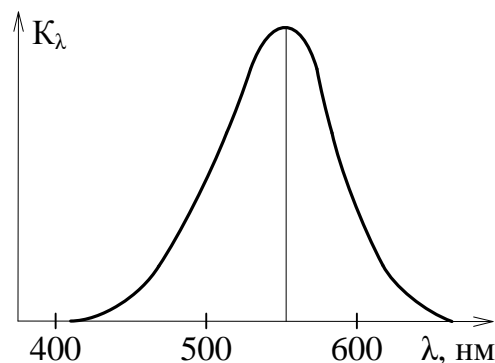


Рис. 7.3. Спектральное восприятие человеческого глаза

Глаз человека воспринимает только часть спектра оптического излучения с длиной волны $\lambda = 380\text{--}760$ нм. В зависимости от длины волны λ видимое излучение имеет определённый спектр, между которыми нет резких границ и цвет постепенно переходит из одного в другой. Различают следующие оттенки цветов: красный – 760–620 нм; оранжевый – 620–585 нм; жёлтый – 585–575 нм; зелёный – 575–510 нм; голубой – 510–480 нм; синий – 480–450 нм; фиолетовый – 450–380 нм. В совокупности все эти семь цветов дают белый цвет.

Человеческий глаз цвета воспринимает не одинаково – один сильнее, другой слабее. Максимум относительной спектральной чувствительности K_λ человеческого глаза расположен близко к спектру, излучаемому солнцем, т. е. желто-зелёным лучам с длиной волны $\lambda = 555$ нм. Это явление не случайное, т. к. в процессе эволюционного развития человеческий глаз приспособился к наиболее эффективному восприятию солнечного света. На ультрафиолетовые и инфракрасные излучения человеческий глаз не реагирует.

Цветность света. Представим себе абсолютно чёрное тело, то есть тело, которое не отражает никакие световые лучи. Для раскрытия понятия

«цветность света» рассмотрим эксперимент – регулируя прикладываемое напряжение к лампе накаливания, будем следить за изменением цвета спирали. При повышении напряжения в один прекрасный момент наше абсолютно чёрное тело (вольфрамовая спираль) начнёт светиться еле заметным красным цветом. При этом спираль будет иметь температуру около 900 градусов Цельсия или примерно 1200 градусов Кельвина. Таким образом, начало видимого излучения абсолютно чёрного тела наблюдается уже при 1200 К и соответствует красной границе спектра. То есть, красному цвету соответствует цветовая температура 1200 К. Продолжая нагревать спираль, увидим, что при 2000 К её цвет станет оранжевым, а затем, при 3000 К – жёлтым. При 3500 К спираль перегорит, так как будет достигнута температура плавления вольфрама. Однако, если бы этого не произошло, то мы увидели бы, что при достижении температуры 5500 К цвет излучения был бы белым, становясь при 6000 К голубоватым, и при дальнейшем нагревании вплоть до 18000 К всё более голубым, что соответствует фиолетовой границе спектра.

Эти цифры и называют **цветовой температурой излучения**. Каждому цвету соответствует его цветовая температура. При этом отметим, что цветовая температура пламени свечи составляет 1200 К, в десять раз ниже (холоднее) цветовой температуры морозного зимнего неба – 12000 К. В табл. 7.1 приведены цветовые температуры для разных источников света.

Таблица 7.1

Цветовая температура излучения

Свет пламени свечи	1500–2000 К
Натриевая лампа высокого давления	2000 К
Лампа накаливания 40 Вт	2200 К
Лампа накаливания 100 Вт	2800 К
Лампа накаливания 200 Вт, галогенная	3000 К
Киносъёмочные лампы	3200–3250 К
Солнце у горизонта	3400 К
Лампа дневного света (тёплый белый свет)	4200 К
Ксеноновая дуговая лампа	4500–5000 К
Солнце в полдень	5000 К
Облака в полдень	5500 К
Лампа дневного света	5600–7000 К
Дневной белый свет	6500 К
Дневной свет, с долей голубого неба	7500 К
Синее небо на северной стороне	9500 К
Голубое небо в морозную погоду	15000 К
Синее небо в районе полярного полюса	20000 К

Существуют следующие три главные цветности света, согласно которым выпускаются разные источники света:

- теплый белый свет – до 3300 К;
- нейтральный (естественный) белый свет – в пределах 3300–5000 К;
- холодный белый свет – более 5000 К.

7.3. Источники света

Искусственным источником света называют устройство, предназначенное для превращения какого-либо вида энергии в оптическое излучение. По физической природе различают два вида оптического излучения: *тепловое и люминесцентное*. Соответственно существующие источники света принципиально различаются по способу получения оптического излучения. В одних для этой цели используется нагревание тел (лампы накаливания), а в других оптическое излучение возникает в результате электрического разряда в определенной среде и люминесценции (газоразрядные лампы).

Если нагревание твердых тел ограничивается их температурой плавления, то нагрев газов и паров может осуществляться практически до любых температур. Одним из способов нагрева газов и паров до высоких температур является разряд. Подбирая типы газов и паров и их комбинации, можно получать излучение в нужной части спектра.

Газоразрядные лампы помимо состава среды, в которой происходит разряд, типа самого разряда, различаются также по давлению внутри разрядной трубки. В газоразрядных лампах низкого давления (ГЛНД) разряд происходит при давлении от 0,1 Па до 25 кПа, высокого давления (ГЛВД) – от 25 до 1000 кПа, в лампах сверхвысокого давления (ГЛСВД) рабочее давление составляет более 1000 кПа (1 атм. = 101,3 кПа = 0,101 МПа).

Наиболее распространенными источниками света, применяемыми в осветительных установках, являются лампы накаливания (ЛН), люминесцентные лампы (ЛЛ) низкого давления, а также дуговые лампы высокого давления – ртутные люминесцентные (ДРЛ), ксеноновые трубчатые (ДКсТ), металлогалогенные с излучающими добавками (ДРИ) и натриевые трубчатые (ДНаТ).

Весьма перспективными представляются так называемые твердотельные источники света – светоизлучающие диоды. Они могут использоваться в сигнальных и индикаторных устройствах, светофорах, цветовых рекламных устройствах, архитектурном освещении, а также для освещения таких помещений, как коридоры, кабины лифтов и кранов и т. п.

При выборе источников света следует учитывать их срок службы, световую отдачу, цветопередачу, а также ряд других характеристик. Рассмотрим конструкции и основные параметры источников света [45].

7.3.1. Лампы накаливания

Лампа накаливания (рис 7.4) состоит из стеклянной колбы 1, внутри которой на крючках 6 закреплена вольфрамовая нить 3. Напряжение к нити подводится двумя электродами 4 и 5, один из которых соединен с центральной частью, а другой – с резьбой цоколя. При прохождении электрического тока нить раскаляется и излучает свет.

Для получения видимого излучения в лампах накаливания применяется нагревание тела. Однако видимое излучение возникает только при больших температурах излучаемого тела (от 1500 до 5000 К). В современных лампах накаливания в качестве материала тела накала широко используется вольфрам, который является тугоплавким металлом (его температура плавления порядка 3600 К).

Следует иметь в виду, что при увеличении температуры тела накала светотехнические характеристики лампы накаливания улучшаются, однако при этом сокращается её срок службы. Поэтому температура тела накала имеет значение ниже температуры плавления металла, из которого оно изготовлено, и поддерживается в диапазоне 2400–2900 К.

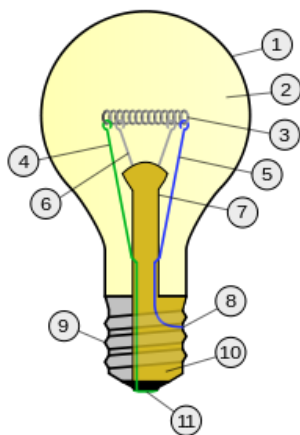


Рис. 7.4. Лампа накаливания

Для исключения окисления металла, лампы накаливания выполняются вакуумными. Для увеличения срока службы и повышения световой отдачи лампы, а также стабильности ее светового потока стремятся снизить скорость испарения материала тела накала. С этой целью колбы ламп накаливания наполняют аргон-азотной или криптон-ксеноновой смесью (газонаполненные лампы). Давление газов в наполненных колбах составляет (0,08–0,1) МПа. Кроме того, для уменьшения распыления вольфрама и теплоотдачи уменьшают размеры нити, сворачивая ее в плотную винтовую спираль (моноспираль), а затем в биспираль (спираль, навитую из спирали).

Световая отдача ламп накаливания составляет 11,8–20 лм/Вт. КПД ламп накаливания составляет всего 5 %. Срок службы около 1000 ч.

Широкое распространение получили **галогенные лампы** накаливания (ГЛН), в колбу которых добавлен галоген (обычно йод). Колба галогенной лампы накаливания выполнена из прочного кварцевого стекла и имеет значительно меньшие габариты по сравнению с обычной лампой накаливания. Кварцевое стекло – жаропрочный материал, а маленькие габариты гарантируют прочность, достаточную для того, чтобы создавать более высокое давление газа, что замедляет испарение вольфрама. Кроме того, ряд мировых производителей светотехнической продукции выпускает галогенные лампы с колбами из стекла, поглощающего ультрафиолетовую со-

ставляющую излучения. Галогенный цикл позволяет повысить световую отдачу до 26 лм/Вт при увеличении продолжительности горения до 2000–4000 ч. Лампы общего назначения выпускаются мощностью до 1500 Вт. Излучение ламп по цветности более желтое по сравнению с естественным дневным светом (2400–2700 К) и при их применении не обеспечивается правильная цветопередача.

Галогенную лампу нельзя трогать руками, так как колба ее сделана из плавленного кварца, который кристаллизуется под действием жира, остающегося на поверхности лампы при прикосновении. Это приводит к разрушению колбы и перегоранию лампы.

В настоящее время ведущими мировыми производителями светотехнической продукции освоен выпуск галогенных ламп накаливания с колбами из стекла, поглощающего ультрафиолетовую составляющую. Такое кварцевое стекло колбы полностью удерживает интенсивное и вредное ультрафиолетовое излучение типа С и В, а более слабое и поэтому более безопасное излучение типа А ограничивается наполовину.

Простота схемы включения делает лампы накаливания надежными источниками света. Их невысокая стоимость, удобство и простота эксплуатации, разнообразие конструкций, напряжений и мощностей обуславливают широкое применение этого источника света. Лампы практически не критичны к изменениям условий внешней среды, включая температуру, но очень чувствительны к отклонениям подводимого напряжения. Отклонению напряжения от номинального на $\pm 1\%$ соответствует изменение светового потока на $\pm 3,7\%$, мощности – на $\pm 1,5\%$, световой отдачи – на $\pm 2,2\%$, срок службы снижается или увеличивается на 14%. Однако главным недостатком ламп накаливания является их низкая эффективность при преобразовании электрической энергии в световое излучение – их световая отдача не превышает 20 лм/Вт, что значительно ниже, чем у газоразрядных ламп. В сравнении с газоразрядными лампами срок службы ламп накаливания также существенно меньше.

Галогенные лампы применяют для освещения музеев, магазинов, общественных зданий, в промышленных помещениях.

7.3.2. Газоразрядные лампы низкого давления

Трубчатые люминесцентные лампы низкого давления (рис. 7.5), получившие широкое применение в осветительных установках, существенно отличаются от ламп накаливания по всем своим характеристикам. В основе действия люминесцентных источников света лежат различные способы превращения отдельных видов энергии в оптическое излучение. В современных источниках света используется электролюминесценция (оптическое излучение атомов, ионов, молекул жидких и твердых тел под действием ударов электронов, ионов, ускоренных в электрических полях, до

энергий, достаточных для возбуждения) и фотолюминесценция (оптическое излучение, возникающее при поглощении оптического излучения другого источника).

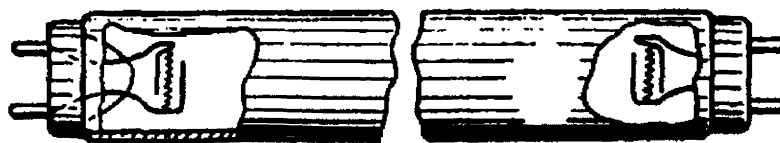


Рис. 7.5. Ртутная люминесцентная лампа низкого давления

Люминесцентная лампа представляет собой запаянную с обоих концов стеклянную трубку, внутренняя поверхность которой покрыта люминофором (люминофоры – твердые или жидкие вещества) способные излучать свет под действием различного рода возбуждений). Из трубки откачан воздух, и она заполнена аргоном при давлении 400 Па с добавлением капельки ртути (60–120 мг), которая при нагревании превращается в ртутные пары.

Внутри трубки на её концах в стеклянных ножках впаяны электроды с вольфрамовой биспиральной нитью, покрытой слоем оксидов щелочноземельных металлов (бария, кальция, стронция), способствующих более интенсивному излучению электронов. Электроды присоединены к контактным штырькам, закрепленным в цоколе.

Когда к противоположным электродам подводится напряжение определенной величины, возникает электрический разряд в газовой среде лампы, с выделением теплоты, под действием которой ртуть испаряется. Такой разряд сопровождается мощным ультрафиолетовым излучением, часть которого люминофор преобразует в видимое излучение. Выбором и качеством люминофора определяется цвет излучаемого света и эффективность работы лампы.

В промышленно развитых странах на долю люминесцентных ламп приходится до 80 % вырабатываемой световой энергии. Они широко применяются для освещения промышленных и общественных помещений.

Влияние отклонений напряжения на работу люминесцентных ламп сказывается меньше, чем на работу ламп накаливания, однако при понижении напряжения на 10 % лампа может не зажечься или же ее включение будет сопровождаться многократным миганием.

Повышение напряжения, подведенного к зажимам лампы, облегчает процесс зажигания, но снижает ее световую отдачу из-за увеличения потребляемой мощности и срок службы (при повышении напряжения на 20 % срок службы ЛЛ, работающих в схемах с дросселем, уменьшается до 50 %). Срок службы ЛЛ также определяется режимом работы ее электродов и составляет 10–15 тыс. часов. Чем меньше число включений, тем меньше износ оксидного слоя, покрывающего электроды, а, следовательно,

больше число часов горения лампы. Световая отдача люминесцентных ламп в зависимости от мощности и типа исполнения составляет 50–80 лм/Вт.

Работа ламп создает, хотя и незначительные, радиопомехи, распространяемые как по эфиру, так и по сети. Для их снижения в конструкцию стартера входит конденсатор, являющийся в большинстве случаев достаточной мерой защиты.

При работе люминесцентных ламп с некомпенсированным пускорегулирующим аппаратом (ПРА) коэффициент мощности $\cos\varphi$ комплекта «лампа – ПРА» в зависимости от мощности ламп находится в пределах 0,35–0,5; при двухламповых компенсированных ПРА – не ниже 0,92; при одноламповых компенсированных – не ниже 0,85.

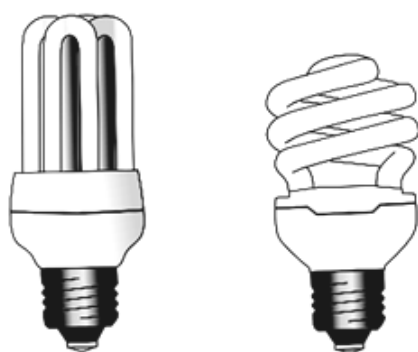


Рис. 7.6. Компактные люминесцентные лампы

Компактные люминесцентные лампы (рис. 7.6) работают по такому же принципу, как и обычные люминесцентные лампы, но имеют другое конструктивное исполнение. Световая отдача компактных люминесцентных ламп в пять раз выше, чем у ламп накаливания. Поэтому они сейчас широко заменяют малоэффективные лампы накаливания, что позволяет экономить до 75 % потребляемой электроэнергии. Они имеют встроенный пускорегулирующий аппарат. Световая отдача достигает 75 лм/Вт.

7.3.3. Газоразрядные лампы высокого давления

Лампы типа ДРЛ. Дуговая ртутная люминесцентная лампа (рис. 7.7) состоит из кварцевой трубки 3, расположенной в стеклянной колбе 1, внутренняя поверхность которой покрыта тонким слоем люминофора 2, способного преобразовывать ультрафиолетовое излучение, сопровождающее дуговой разряд в трубке, в видимый свет, пригодный для освещения. В трубку, выполненную из кварцевого стекла, впаяны два основных вольфрамовых электрода 8, покрытых активированным слоем и подсоединенных к центральной части цоколя лампы, и два дополнительных электрода (зажигающих 5). В трубке имеется капелька ртути (25–165 мг). После откачки воздуха для поддержания стабильности свойств люминофора колба заполняется чистым инертным газом (аргоном).

При подаче определенной величины напряжения к электродам лампы в трубке возникает электрический разряд, сопровождающийся ультрафиолетовым излучением ртутных паров с синеватым оттенком. Указанное излучение, воздействуя на люминофор, вызывает его свечение, имеющее красный цвет. Суммарный цвет светового излучения лампы складывается из

излучений ртутного разряда и люминофора, приближаясь к белому (3800 К). Процесс разгорания ламп после включения длится 5–7 мин.

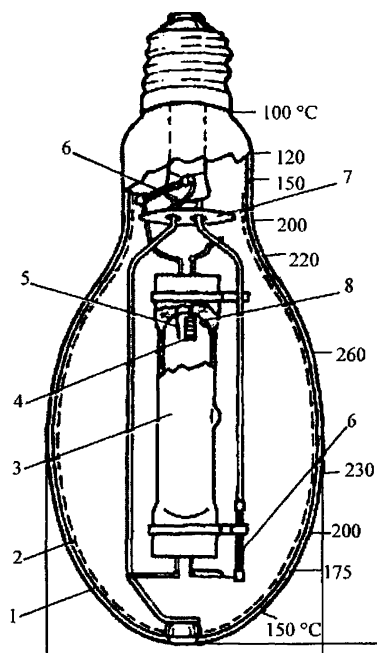


Рис. 7.7. Дуговая ртутная лампа

Лампы включаются через индуктивные ПРА, потери мощности в которых составляют около 10 %. Коэффициент мощности $\cos\phi$ комплекта «лампа – ПРА» составляет в среднем 0,5. В последнее время наметилась тенденция встраивания в ПРА конденсаторов для повышения коэффициента мощности до 0,9–0,95.

Выпускаются в пределах мощностей 80–2000 Вт и имеют световую отдачу 40–60 лм/Вт. Световая отдача возрастает с увеличением единичной мощности, но для наиболее применяемых в установках внутреннего освещения ламп мощностью 400–1000 Вт почти одинакова. Срок службы ламп равен 12–20 тыс. ч.

ДРЛ надежно работают при температуре окружающего воздуха от -30 до $+40$ °С. Влияние температуры окружающего воздуха сказывается в основном на напряжении зажигания лампы и времени её разгорания.

Преимуществом ламп ДРЛ по сравнению с люминесцентными лампами низкого давления является их компактность при высокой единичной мощности, существенным недостатком – плохая цветопередача их излучения, позволяющая применять лампы ДРЛ только при отсутствии каких-либо требований к различению цветов.

Применяются для освещения промышленных зданий, не требующих высокого качества цветопередачи.

Металлогалогенные лампы (МГЛ) типа ДРИ (дуговые ртутные с излучающими добавками) появились в результате развития и усовершенствования ламп ДРЛ. Устройство ламп типа ДРИ (рис. 7.8) практически такое же, как и ламп типа ДРЛ. В прозрачной колбе находится разрядная трубка, с обеих сторон которой впаяны электроды.

В лампах типа ДРИ в разрядную трубку помимо ртути и аргона (или другого инертного газа) дополнительно вводят галоидные соединения различных металлов (обычно с йодом, т. к. иодиды металлов практически не взаимодействуют с кварцевым стеклом). Эти соединения в горячей зоне распадаются на атомы йода и металла. Из горячей зоны они перемещаются в холодную к стенкам и воссоединяются в первоначальное состояние. Таким образом, в лампе осуществляется замкнутый цикл.

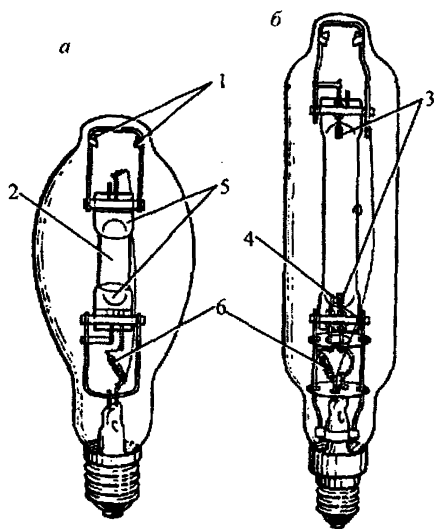


Рис. 7.8. Металлогалогенные лампы

Излучаемый свет зависит от используемого металла, что позволяет отказаться от люминофора. Например, введение иодида таллия дает зеленоватый цвет, натрия – желтоватый цвет, а индия – голубоватый оттенок света

Лампы ДРИ имеют световую отдачу до 90 лм/Вт и дают достаточно белый свет. Лампы включаются в сеть через ПРА, состоящие из дросселя и зажигающего устройства, генерирующего импульсы высокого напряжения. Разгораются лампы ДРИ несколько быстрее, чем лампы ДРЛ.

Коэффициент мощности $\cos\varphi$ при некомпенсированных ПРА равен в среднем 0,5. С точки зрения применения металлогалогенные

лампы разделяются на лампы для общего освещения, лампы с улучшенным качеством цветопередачи для общего и специального применения, а также лампы для специальных применений (например, для цветного телевидения). Мощность ламп составляет от 125 до 3500 Вт. Срок службы 1500–10000 ч.

Ксеноновые лампы. В этих лампах (рис. 7.9) дуговой разряд происходит в тяжелом инертном газе ксеноне, в результате чего испускаются лучи в близкой к ультрафиолетовой, видимой и близкой к инфракрасным областям спектра электромагнитного излучения. Излучаемый свет имеет ровный белый цвет (6000 К) и хорошую цветопередачу.



Рис. 7.9. Ксеноновая лампа

Электрический дуговой разряд в ксеноновой лампе возникает при высоком напряжении зажигания (до 50 кВ). При этом время разгорания лампы составляет менее

секунды. Лампы имеют возрастающую вольтамперную характеристику при больших плотностях тока.

Это позволяет стабилизировать разряд с помощью небольших балластных сопротивлений или же вообще обойтись без них, что имеет место при использовании трубчатых ламп значительной длины.

Световая отдача ламп составляет 18–45 лм/Вт. Лампы выпускаются мощностью от 2 до 50 кВт, а срок службы имеют пределы 300–750 ч, при определенных условиях достигая до 3000 ч. Лампы применяют для освещения больших площадей. Область применения ламп ограничивается вредным для людей избытком в их спектре ультрафиолетовых излучений.

Натриевые лампы высокого давления типа ДНаТ (рис. 7.10) представляют собой горелку из светопропускающей поликристаллической ке-

рамики (окись алюминия), полость которой заполнена ксеноном с добавками натрия, придающего излучаемому свету желто-оранжевый оттенок, и ртути в виде амальгамы (амальгама – металлическая система, в состав которой в качестве одного из компонентов входит ртуть). Горелка размещена в колбе, которая имеет цилиндрическую или эллиптическую форму и оснащена резьбовым цоколем. При работе лампы дуговой разряд в горелке осуществляется в парах ртути и натрия, что способствует его стабилизации.

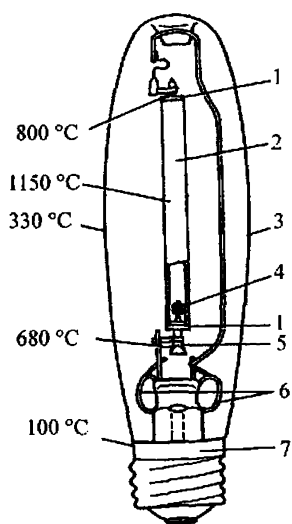


Рис. 7.10. Натриевая лампа

Световая отдача ламп достигает 140 лм/Вт при сроке службы до 20 000 ч. Цветовые характеристики натриевых ламп высокого давления относительно невысокие: лампа излучает свет желто-оранжевого цвета (2000 К) и обладает плохой цветопередачей. Улучшение качества цветопередачи при использовании натриевых ламп может быть достигнуто за счет их совместного применения с ртутными люминесцентными лампами высокого давления.

Лампы включаются в сеть так же, как лампы ДРИ – через последовательно включенный дроссель. Коэффициент мощности $\cos\phi$ комплекта «лампа – ПРА» в среднем 0,5. Мощность ламп составляет 70–400 Вт.

Натриевые лампы широко используется в уличном и дорожном освещении.

7.3.4. Светодиодные лампы

Светоизлучающий диод – это полупроводниковый диод, предназначенный для преобразования электрической энергии в энергию светового излучения, в основе которого лежит инжекционная электролюминесценция. В этих излучателях используются полупроводники, проводимость которых определяется введенными в них легирующими примесями.

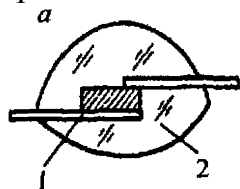


Рис. 7.11. Светодиод

Выпускаемые промышленностью светодиоды состоят из кристалла 1 полупроводника, заключенного в линзу 2 из полимерного материала (например, эпоксидной смолы – рис. 7.11). Конструкция светодиода призвана обеспечить минимальные потери излучения при выходе во внешнюю среду и фокусирование света в заданном телесном угле. Кроме того, должен быть обеспечен эффективный отвод теплоты от кристалла.

Линза фокусирует свет кристалла и защищает кристалл от влаги и коррозии. Присоединение контакта к аноду обычно осуществляется с помощью пайки либо электропроводящего клея. Контакт к катоду выполняется с помощью тонкой золотой проволоки.

Последнее десятилетие стало временем бурного развития светодиодных источников света. В настоящее время существует несколько способов получения белого света:

1. Сложение излучения светодиодов трех цветов – красного, зеленого и синего. Для лучшего воспроизведения белого света заданного оттенка можно использовать смешение четырех цветов и более.

2. Синий светодиод покрывают желтым или желто-зеленым люминофором. Это наиболее простой способ, он широко применяется в массовом производстве светодиодов белого свечения.

3. Синий светодиод покрывают двумя люминофорами красного и зеленого цвета.

4. Ультрафиолетовый светодиод покрывают тремя люминофорами — красным, зеленым и синим.

К основным достоинствам светодиодов относят их высокую надежность и долговечность. Срок службы светодиодов достигает 100 тыс. ч. Рекордные значения световой отдачи светодиодов 250 лм/Вт были получены в лабораторных условиях в 2012 г. Выпускаемые в настоящее время светодиодные лампы имеют световую отдачу порядка 80–100 лм/Вт.

Светодиод должен питаться от стабилизированного источника постоянного тока. На одном светодиоде в зависимости от длины волны излучения напряжение падает на 1,8–3,5 В. Обычно в светодиодных модулях применяется последовательное или последовательно-параллельное соединение нескольких светодиодов. Напряжение источника питания выбирается равным 12–14 В.

В заключение рассмотрим характеристики разных источников света в табл. 7.2.

Таблица 7.2

Характеристики источников света

Источник света	Мощность ламп, Вт	Световая отдача, лм/Вт	Срок службы, тыс. ч
Лампы накаливания	60–1000	12–18	1
Галогенные лампы	1000–20000	22	2–3
Люминесцентные лампы	40–80	55–80	12–15
Люминесцентные энергоэкономичные лампы	18–58	50–85	13–15
Дуговые ртутные лампы	250–1000	50–60	12–18
Металлогалогенные лампы	125–3500	66–100	1,5–10
Ксеноновые лампы	2000–50000	18–45	0,3–0,8
Натриевые лампы	70–400	80–100	6–15
Светодиодные лампы	1–15	80–250	30–100

8. РЕЖИМЫ НЕЙТРАЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

8.1. Пять способов заземления нейтрали электрических сетей

Режимы нейтрали электрических сетей систем электроснабжения (промышленных предприятий, городских и сельских предприятий электросетей) имеют важное значение для их функционирования и эксплуатации.

Наиболее частыми видами повреждений электрических сетей (до 70–80 % от общего числа) являются повреждения изоляции между одной фазой и землей. Это перекрытия подвесной изоляции воздушных линий электропередачи, опорной изоляции ошиновок подстанций, пробой внутренней изоляции на корпус электрооборудования (особенно характерно для электродвигателей), изоляции между одной из фаз кабелей на защитную броню или оболочку и пр. [34].

В данном разделе делается сравнительное описание различных вариантов заземления нейтрали. От режима заземления нейтрали зависят значения токов замыкания, протекающих через место повреждения изоляции, знание которых необходимо для построения СЭС, анализа работы устройств релейной защиты и пр.

Имеется пять способов заземления нейтрали [39, п. 1.2.16], которые различаются в зависимости от типа и значения (от нуля до бесконечности) полного сопротивления Z_N , которое включается между нейтралью электрической сети и землей (рис. 8.1):

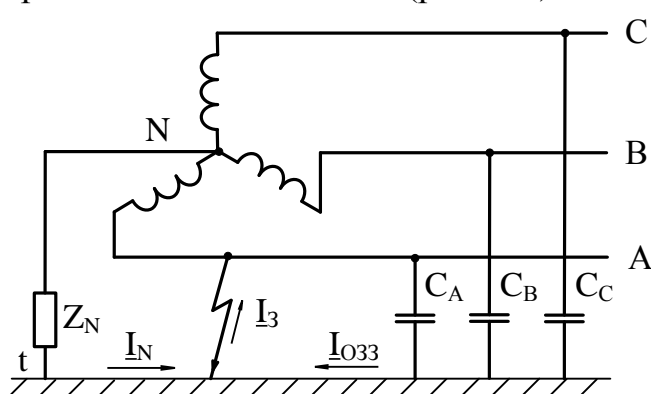


Рис. 8.1. Схема электрической сети при повреждении изоляции между одной фазой и землей

ции ёмкостных токов электрической сети. Такой режим нейтрали называют **компенсированной нейтралью**;

✓ $Z_N = 0$ – **глухо заземленная нейтраль**, когда нейтраль электрической сети соединяется непосредственно с землей;

✓ $Z_N = \infty$ – **изолированная нейтраль**, нет какого-либо соединения нейтрали с землей;

✓ $Z_N = R$ – между нейтралью электрической сети и землей включено высокоомное активное сопротивление. Такой режим нейтрали называют **резистивным заземлением нейтрали**;

✓ $Z_N = X_L$ – между нейтралью электрической сети и землей включено индуктивное сопротивление X_L для компенсации

✓ $Z_N \neq 0$ – **эффективно заземленная нейтраль**, когда для ограничения токов однофазного КЗ нейтрали части трансформаторов электрической сети разземляют.

Для наглядности рассмотрения процессов, протекающих при различных режимах нейтрали, удобнее пользоваться обобщенной трехфазной схемой замещения электрической сети [34]. На рис. 8.2, а приведена схема замещения для нормального режима работы электрической сети, а на рис. 8.2, б – для режима с повреждением изоляции между одной из фаз и землей. Здесь обозначено: C_A, C_B, C_C – емкости фаз сети относительно земли; R_A, R_B, R_C – активные сопротивления фаз относительно земли; $Y_N = 1/Z_N$ – проводимость элемента, включенного между нейтралью сети N и землей t; $\underline{U}_A, \underline{U}_B, \underline{U}_C$ – фазные напряжения источника питания электрической сети; $\underline{U}_{At}, \underline{U}_{Bt}, \underline{U}_{Ct}$ – напряжения фаз сети относительно земли t; \underline{U}_N – напряжение нейтрали; $\underline{I}_A, \underline{I}_B, \underline{I}_C$ – токи, протекающие через проводимости фаз сети относительно земли; \underline{I}_{O33} – ток, обусловленный ёмкостями и активными сопротивлениями фаз сети относительно земли; \underline{I}_N – ток нейтрали; \underline{I}_3 – ток, протекающий в месте повреждения изоляции.

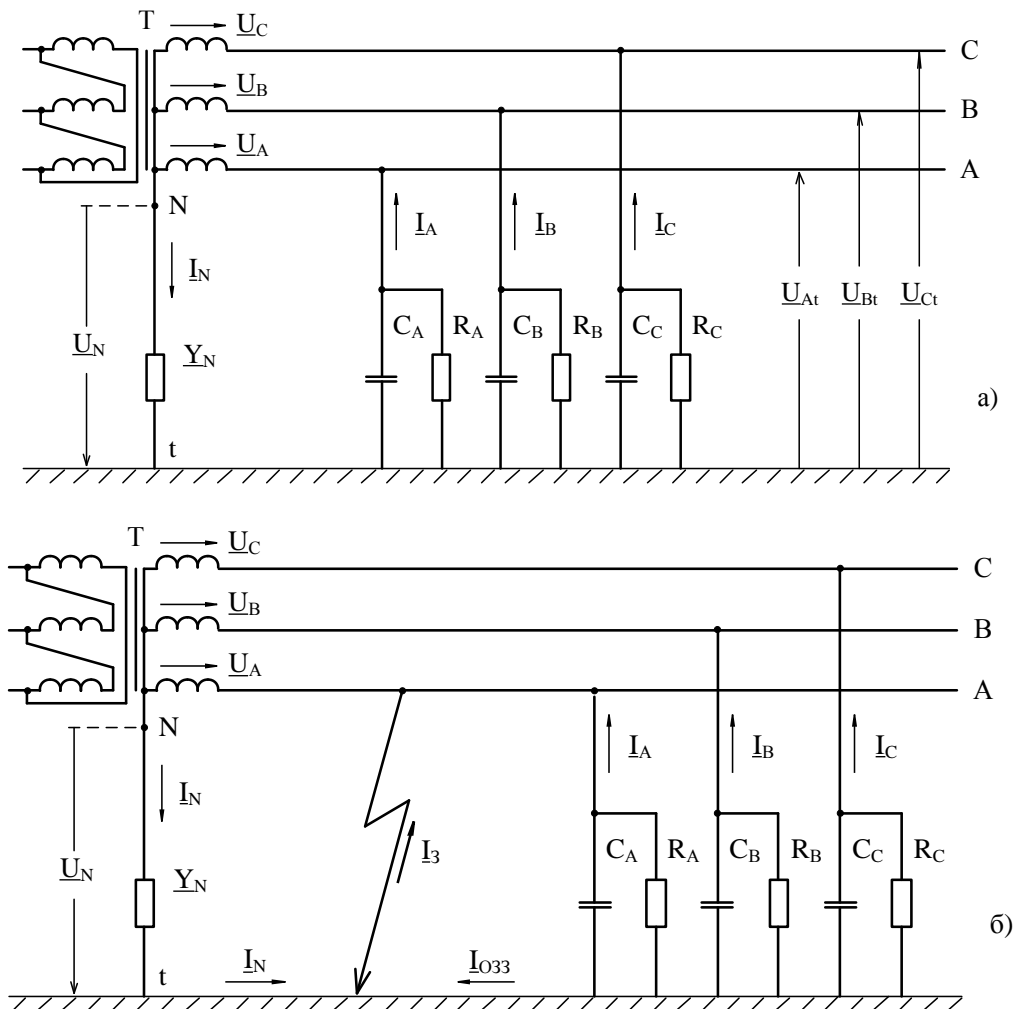


Рис. 8.2. Обобщенная схема замещения электрической сети

8.2. Критерии выбора режима нейтрали

При определении критериев выбора способа заземления нейтрали электрической сети учитывают многие аспекты:

1. Надежность электроснабжения потребителей, а именно, возможность или невозможность работы электрической сети во время первого возникшего и сохраняющегося повреждения изоляции между одной из фаз и землей.

2. Технологические условия (напряжение питающей сети, величина тока в месте повреждения, наличие перенапряжений и т. д.).

3. Условия электробезопасности – значения напряжений прикосновения и шага, возникающие при протекании токов в месте повреждения.

4. Сложность построения и обеспечения селективности защит, выявляющих место повреждения (поврежденный участок сети).

5. Экономические факторы (инвестиционные затраты, эксплуатационные расходы, в том числе необходимость в квалифицированном персонале).

6. Национальная и историческая специфика построения и эксплуатации электрических сетей.

При выборе способа заземления нейтрали электрической сети существует противоречие между двумя важными задачами технического характера:

А. Снижение уровня перенапряжений. Значительные перенапряжения вызывают диэлектрический пробой электроизоляционных материалов между фазой и землей, в результате чего возникают короткие замыкания. Перенапряжения возникают по разным причинам:

1. Перенапряжения, возникшие в результате повреждения фазной изоляции и горения заземляющей дуги между фазой и землей.

2. Грозовые перенапряжения, которым подвержены все воздушные сети вплоть до распределительного пункта потребителей.

3. Внутренние перенапряжения в сетях, вызванные операциями с коммутационными аппаратами и какими-либо критическими состояниями (например, резонанс).

Б. Снижение тока замыкания на землю I_z в месте повреждения (рис. 8.2, б). Слишком большой ток повреждения вызывает ряд последствий:

1. Термические повреждения, вызываемые дугой в точке замыкания, в частности, разрушение изоляции кабелей и воздушных линий, плавление магнитопроводов трансформаторов, вращающихся машин.

2. Опасность для людей в связи с растеканием тока замыкания по земле и оборудованию.

3. Индукция перенапряжений в соседние линии электропередачи и телекоммуникационные цепи (наведенное напряжение).

К сожалению, оптимизация одного из этих показателей автоматически приводит к ухудшению другого. Сравнение двух типичных способов заземления нейтрали показывает этот контраст:

1. В случае с изолированной нейтралью имеют место малые токи, протекающие через место повреждения, но возникают значительные перенапряжения.

2. В случае с глухо заземленной нейтралью перенапряжения сокращаются до минимума, но возникают большие токи в месте повреждения.

Рассмотрим последовательно разные способы заземления нейтрали и их характерные режимы работы.

8.3. Электрическая сеть с изолированной нейтралью

В электрической сети с изолированной нейтралью нет никакого специального электрического соединения между нейтралью и землей (рис. 8.3, а). В этих сетях ток, протекающий через место повреждения между фазой и землей \underline{I}_3 , определяется ёмкостями (C_A, C_B, C_C) и активными (R_A, R_B, R_C) сопротивлениями фаз относительно земли. Ёмкостные сопротивления во много раз меньше активных сопротивлений ($X_C/r = 0,02-0,05$) и определяют ёмкостный характер тока \underline{I}_3 . Иногда с целью упрощения анализа протекающих процессов активной составляющей тока замыкания пренебрегают. В нормальном режиме работы электрической сети (рис. 8.3, б) под действием напряжений источника питания через ёмкости фаз проходят ёмкостные токи $\underline{I}_{AE} = j\omega C_A \underline{U}_A$; $\underline{I}_{BE} = j\omega C_B \underline{U}_B$; $\underline{I}_{CE} = j\omega C_C \underline{U}_C$, опережающие соответствующие напряжения на угол $\pi/2$ и в сумме дающие $\underline{I}_{AE} + \underline{I}_{BE} + \underline{I}_{CE} = 0$. Напряжения фаз относительно земли в симметричной электрической сети равны фазным напряжениям источника питания $\underline{U}_{At} = \underline{U}_A$, $\underline{U}_{Bt} = \underline{U}_B$, $\underline{U}_{Ct} = \underline{U}_C$ (см. рис. 8.2, а), а напряжение нейтрали относительно земли – $\underline{U}_N = 0$.

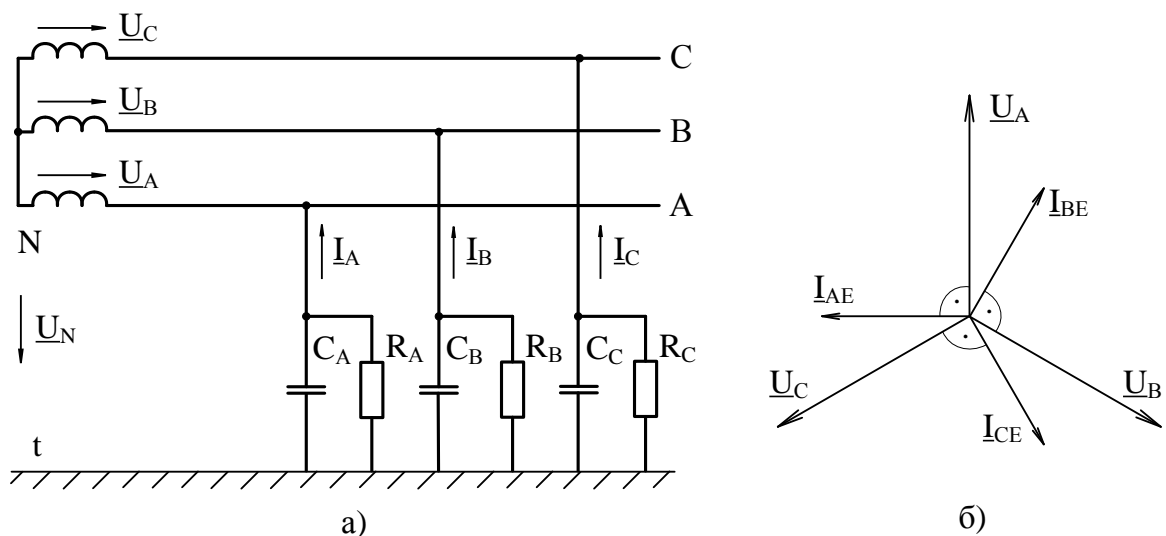


Рис. 8.3. Нормальный режим работы сети с изолированной нейтралью

При повреждении фазной изоляции (однофазном замыкании на землю), например, фазы А (рис. 8.4) напряжение на поврежденной фазе относительно земли становится равным нулю $\underline{U}_{At} = 0$, напряжения здоровых фаз относительно земли \underline{U}_{Bt} и \underline{U}_{Ct} возрастают в $\sqrt{3}$ раза, достигая линейных значений, а напряжение нейтрали увеличивается до фазного значения $\underline{U}_N = \underline{U}_A$ [Петров, РН]. Ток \underline{I}_{AE} , протекающий через ёмкость фазы А, уменьшается до нуля, а токи \underline{I}_{BE} и \underline{I}_{CE} , протекающие через ёмкости здоровых фаз, возрастают в $\sqrt{3}$ раза и протекают через место замыкания на землю. При этом емкостные токи, обусловленные емкостными сопротивлениями фаз сети относительно земли, формируют ток однофазного замыкания на землю (ОЗЗ)

$$\underline{I}_3 = \underline{I}_{O33} = \underline{I}_{BE} + \underline{I}_{CE} = j\omega C_\Sigma \underline{U}_A, \quad (8.1)$$

где $C_\Sigma = C_A + C_B + C_C$ – суммарная емкость фаз сети относительно земли.

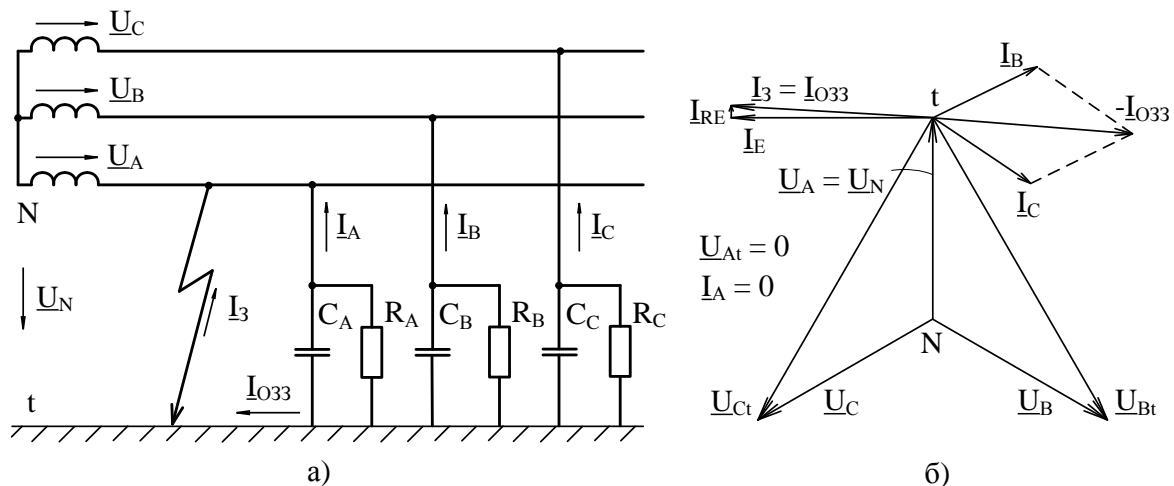


Рис. 8.4. Режим однофазного замыкания на землю электрической сети с изолированной нейтралью

Величина тока ОЗЗ \underline{I}_{O33} в электрической сети с изолированной нейтралью измеряется единицами, десятками и довольно редко сотнями ампер. Так, один километр кабельной линии напряжением 10 кВ и сечением 95–120 мм² дает удельный ток примерно 1–2 А/км в зависимости от вида изоляции кабеля (бумажная изоляция или сшитый полиэтилен). В реальной сети ток ОЗЗ \underline{I}_{O33} состоит из двух составляющих (рис. 8.4, б) емкостной \underline{I}_E и активной \underline{I}_{RE} , между которыми имеется уже названное соотношение $\underline{I}_{RE} / \underline{I}_E = 0,02–0,05$.

Таким образом, нет необходимости в немедленном устранении этого повреждения и это обстоятельство составляет основное **преимущество** для электрической сети с изолированной нейтралью – **сохранение и обеспечение бесперебойной работы сети и, следовательно, электроснабжения потребителей.**

О терминологии. Поскольку при повреждении изоляции между одной фазой и землей не возникает ток короткого замыкания, то его принято называть током однофазного замыкания на землю. Этот же термин применяется в аналогичных случаях и для электрических сетей с резистивным заземлением нейтрали или с компенсированной нейтралью.

При проектировании и эксплуатации систем электроснабжения предварительную оценку значения емкостного тока проводят с использованием следующей формулы

$$I_{\text{ОЗЗ}} = \sum_{i=1}^n I_{\text{уд}i} \cdot L_{\text{кл}i}, \quad (8.2)$$

где $I_{\text{уд}i}$ – удельный емкостный ток, А/км; $L_{\text{кл}i}$ – длина i -ой кабельной линии.

Недостатки данного метода заземления нейтрали.

1. В случае повреждения изоляции одной фазы на других фазах напряжения относительно земли возрастают до линейного значения, кроме того, существует вероятность развития дуговых перенапряжений при горении заземляющей дуги в месте повреждения, величина которых может достигать 3–3,5 $U_{\text{ф}}$. В результате чего возрастает вероятность возникновения пробоя изоляции здоровых фаз в другом месте сети и возникновения двойного замыкания на землю, которое уже является коротким замыканием, требующим немедленного отключения поврежденного участка сети. В связи с этим, изоляция электрических сетей с изолированной нейтралью выполняется усиленной и является более дорогостоящей. Например, для электрической сети напряжением 10 кВ изоляция силовых кабелей испытывается выпрямленным напряжением 60 кВ, силовых трансформаторов – напряжением промышленной частоты 30–35 кВ, электродвигателей – напряжением промышленной частоты 16 кВ.

2. Необходимо осуществлять постоянный контроль за состоянием изоляции электрической сети и должен выдаваться сигнал о возникновении повреждения.

3. Сложность построения селективной защиты (сигнализации) для поиска поврежденного участка сети (поврежденной линии). Это, в свою очередь, требует повышенного уровня квалификации персонала для обслуживания и эксплуатации этой защиты.

4. Риск возникновения феррорезонансных перенапряжений.

Применение. Данный способ заземления нейтрали часто используется в промышленных, коммунальных городских и сельских электрических сетях напряжением 3–6–10–20–35 кВ, для которых требуется обеспечение бесперебойной работы. Такой режим работы нейтрали кроме России применяется в Испании, Италии, Японии и ряде других стран.

8.4. Электрическая сеть с резистивным заземлением нейтрали

Для снижения уровней перенапряжений, простого и надежного построения селективных защит от однофазных замыканий на землю применяется резистивное заземление нейтрали, когда между нейтралью электрической сети и землей включается высокоомное активное сопротивление R (рис. 8.5).

При однофазном замыкании на землю ток ОЗЗ I_3 будет складываться из двух токов – тока однофазного замыкания на землю I_{O33} , обусловленного ёмкостными и активными сопротивлениями фаз относительно земли, и тока I_R , протекающего по резистору R . Величина сопротивления высокоомного резистора выбирается из условия, чтобы соблюдалось соотношение $I_R / I_{O33} = 0,7-2,0$. В этом случае получаются следующие **преимущества**:

1. Перенапряжения при возникновении однофазного замыкания на землю снижаются до уровня $2,2-2,4 U_{\phi}$, что позволяет существенно снизить требования к уровню изоляции электрических сетей и оборудования между фазой и землей.

2. Применяется простая организация селективной защиты от однофазных замыканий на землю.

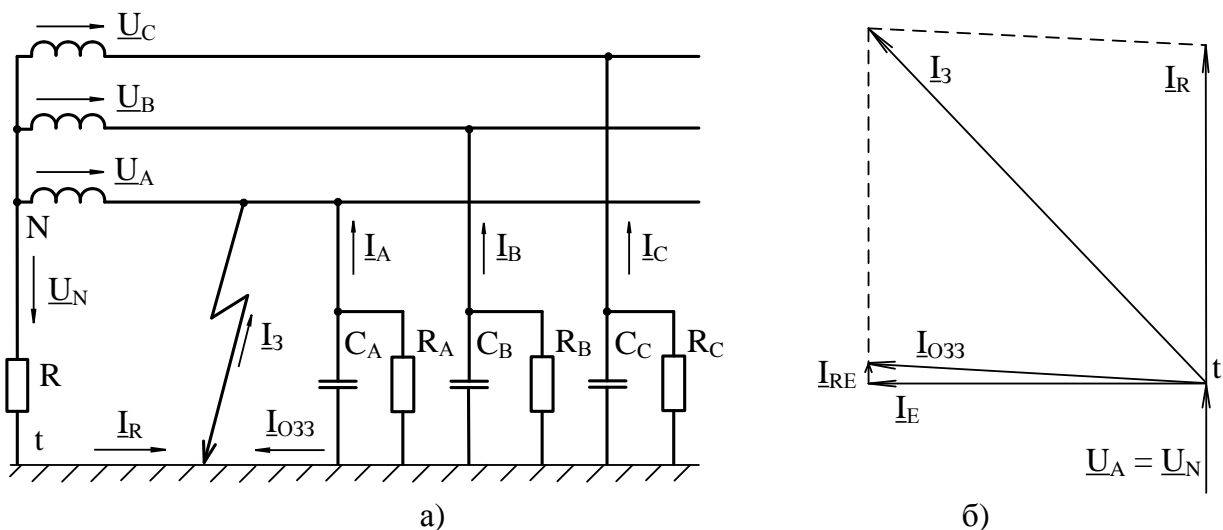


Рис. 8.5. Электрическая сеть с резистивным заземлением нейтрали

3. Через место однофазного замыкания протекают токи, возросшие на $120-220\%$ тока однофазного замыкания на землю I_{O33} . Как правило, указанный режим применяется в электрических сетях с относительно небольшими токами ОЗЗ – от единицы до $20-30$ А.

Работа электрической сети с резистивным заземлением нейтрали может быть организована по двум вариантам:

1. Селективная защита определяет участок сети (линию) с однофазным замыканием на землю и отключает его – это наиболее удобный и часто ис-

пользуемый метод эксплуатации электрических сетей за рубежом. В этом случае потребитель, питаемый по поврежденной линии, теряет электроснабжение. В то же время, при наличии резервных линий можно восстановить электроснабжение.

2. Селективная защита определяет участок сети (линию) с однофазным замыканием на землю, но не отключает его для сохранения электроснабжения потребителя. Поврежденная линия выводится из работы только после обеспечения резервного питания потребителя.

Резистивное заземление нейтрали применяются в электрических сетях напряжением 3–6–10–20–35 кВ.

8.5. Электрическая сеть с компенсированной нейтралью

В электрической сети с изолированной нейтралью, не имеющей железобетонных и металлических опор, должна применяться компенсация емкостного тока однофазного замыкания на землю, если его значение превышает [39, п. 1.2.16]:

- 30 А при напряжении 3–кВ;
- 20 А при напряжении 10 кВ;
- 15 А при напряжении 15–20 кВ;
- 10 А при напряжении 35 кВ.

Если в электрической сети имеются железобетонные и металлические опоры, то для указанных классов напряжения компенсация должна применяться при емкостных токах более 10 А.

Для компенсации емкостного тока ОЗЗ между нейтралью электрической сети и землей включают регулируемую индуктивность LN (рис. 8.6, а), которую называют дугогасящим реактором (ДР), а электрическую сеть – с компенсированной нейтралью или с компенсацией емкостных токов. Дугогасящий реактор в ранней литературе ещё называли катушкой Петерсена (предложен им в 1916 г.) [34].

Для обеспечения оптимальных условий работы электрической сети индуктивное сопротивление ДР должно быть равно емкостному сопротивлению изоляции фаз сети относительно земли – в этом случае будет иметь место резонанс токов.

При возникновении ОЗЗ между нейтралью и землей появляется напряжение, равное фазному напряжению поврежденной фазы $\underline{U}_N = \underline{U}_A$ (см. п. 8.3 и рис. 8.4), а через дугогасящий реактор потечет ток \underline{I}_{LN} , состоящий из индуктивной \underline{I}_L и активной \underline{I}_{RL} составляющих (рис. 8.6, б).

Через место повреждения будут протекать ток замыкания \underline{I}_3 , складывающийся из тока ОЗЗ $\underline{I}_{OЗЗ}$ и тока ДР \underline{I}_{LN} , причем индуктивная \underline{I}_L составляющая тока ДР будет компенсировать емкостную составляющую \underline{I}_E тока ОЗЗ и при резонансной настройке ДР с емкостью сети реактивная составляющая в токе замыкания \underline{I}_3 будет равна нулю. Активные составляющие \underline{I}_{RL} и

I_{RC} , совпадающие по фазе, обуславливают остаточный ток I_3 , который по величине будет в 10–20 раз меньше тока ОЗЗ I_{O33} . Например, при токе ОЗЗ $I_{O33} = 100 \text{ А}$ в сети с изолированной нейтралью при введении компенсации ёмкостного тока ток I_3 в месте повреждения снизится до величины 5–10 А. В реальной сети к этому току могут добавляться токи высших гармоник в зависимости от состава потребителей, подключенных к сети.

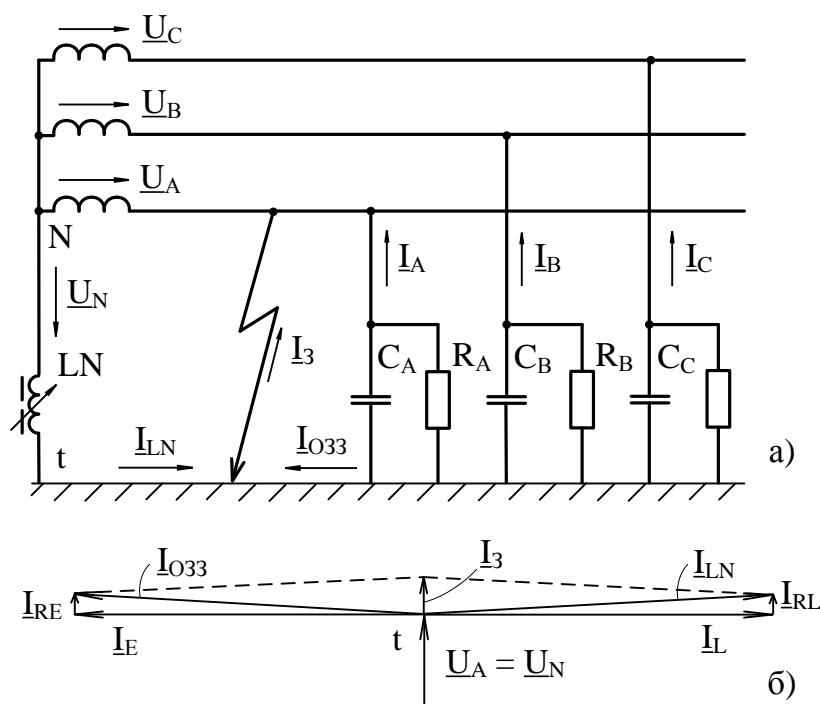


Рис. 8.6. Электрическая сеть с компенсированной нейтралью

Снижение тока в месте ОЗЗ и возможность работы сети с таким видом повреждения без перерыва электроснабжения являются **основными достоинствами** электрической сети с компенсированной нейтралью.

Дополнительные преимущества метода:

1. Данный режим нейтрали электрической сети, уменьшая ток в месте повреждения и его термическое действие на изоляцию здоровых фаз, как правило, приводит к гашению заземляющих дуг, из-за чего реактор назвали дугогасящим.
2. В месте повреждения снижаются напряжения прикосновения и шага.
3. При резонансной настройке снижаются перенапряжения до величины 2,2–2,4 U_{ϕ} , благодаря чему уменьшается вероятность пробоя изоляции здоровых фаз и возникновения двойных замыканий на землю. Улучшаются условия эксплуатации для изоляции электроприёмников, особенно для высоковольтных электродвигателей.

Недостатки метода:

1. В электрической сети с компенсированной нейтралью усложняется организация селективной защиты от ОЗЗ. Требуются специальные способы её организации.

2. Появление в сети дополнительного элемента в электрической сети – дугогасящего реактора с соответствующей автоматикой – требует дополнительных капитальных вложений.

3. Повышаются требования к персоналу, осуществляющего эксплуатацию оборудования.

Данный способ заземления нейтрали применяется в распределительных сетях напряжением 3–6–10–20–35 кВ с высокими значениями емкостного тока.

8.6. Электрическая сеть с глухо заземлённой нейтралью

Для электроснабжения средних и крупных промышленных предприятий (металлургические, химические и другие производства) широко применяются сети напряжением 110–330 кВ. Указанные электрические сети выполняют с глухим или эффективным заземлением нейтрали.

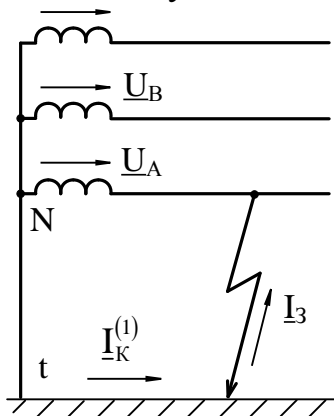


Рис. 8.7. Электрическая сеть с глухо заземленной нейтралью

измеряемое единицами и десятками килоампер. Отключение производится при первом повреждении изоляции.

О терминологии. Повреждение изоляции в сети с глухо заземленной нейтралью между фазой и землёй принято называть однофазным коротким замыканием на землю (ОКЗЗ) в отличие от однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) в электрических сетях с изолированной нейтралью или нейтралью, заземленной через высокоомный резистор или дугогасящий реактор.

Преимущества метода:

1. Перенапряжения снижаются до величины линейных напряжений сети. Глухое заземление нейтрали позволяет существенно снизить требова-

Электрическая сеть с глухо заземлённой нейтралью имеет металлическое соединение нейтрали непосредственно с землей (рис. 8.7). При повреждении фазной изоляции напряжение источника питания поврежденной фазы U_A замыкается на очень малое сопротивление (единицы Ом), состоящее из сопротивления заземляющего устройства подстанции, где установлен трансформатор, и сопротивления растекания тока в земле. Ток повреждения $I_3 = I_K^{(1)}$ между фазой и землей имеет большое значение,

ния к изоляции электрических сетей, так как напряжения на здоровых фазах при ОКЗЗ практически не увеличивается. Возможность такого снижения имеет серьезное экономическое значение для указанных сетей 220 кВ и выше, так как стоимость оборудования быстро возрастает с повышением уровня изоляции. Именно поэтому электрические сети таких классов напряжений работают с глухим заземлением нейтрали. Данный режим нейтрали позволяет использовать оборудование с уровнем изоляции, рассчитанным на фазное напряжение сети.

2. Простота построения селективных защит от однофазных коротких замыканий фазы на землю – используются обычные токовые защиты.

Недостатки метода:

1. Использование данной схемы влечет за собой все недостатки и опасности, связанные с большим током ОКЗЗ: возникают максимальные повреждения оборудования сети и помехи.

При глухом заземлении нейтрали замыкание фазы на землю является однофазным КЗ. Тяжелыми аварийными режимами являются также двух- и трехфазные КЗ на землю. Однако при однофазных КЗ токи часто превышают значения токов, возникающих при других видах КЗ в той же точке сети.

2. Не обеспечивается бесперебойная работа поврежденного участка сети и теряется электроснабжение потребителя.

3. Вследствие протекания значительных токов ОКЗЗ в земле и по оборудованию возникают высокие напряжения прикосновения и шага – создается большая опасность для персонала во время возникновения повреждения.

Применение. Данный способ заземления нейтрали применяется в электрических сетях напряжением 380 и 660 В (за исключением электрических сетей горнодобывающих предприятий) и напряжением 220 кВ и выше.

8.7. Электрическая сеть с эффективно заземленной нейтралью

Данный режим нейтрали является разновидностью глухо заземленного режима нейтрали и применяется только в электрических сетях напряжением 110 кВ [39, п. 1.2.16]. В этих сетях установлено относительно большее количество силовых трансформаторов, чем в сетях напряжением 220 кВ и выше, и сопротивление нулевой последовательности близко к нулю (см. раздел 3.1). Поэтому ток ОКЗЗ может в 1,5 раза превышать ток трёхфазного КЗ. Для ограничения тока ОКЗЗ до значений тока трёхфазного КЗ у части трансформаторов электрической сети нейтраль разземляют, что ведет к увеличению сопротивления нулевой последовательности электрической сети. ***Такую электрическую сеть называют сетью с эффективно заземленной нейтралью.*** Режимы работы нейтрали силовых трансформаторов,

подключенных к сетям 110 кВ, определяются из условия снижения токов указанных видов несимметричных КЗ до величин, меньших токов трехфазных КЗ, и задаются энергосистемой.

Следует отметить, что нейтрали силовых трансформаторов напряжением 110 кВ, как правило, имеют неполную изоляцию. Для защиты изоляции нейтрали трансформатора между нейтралью и землей включают ограничитель перенапряжений нелинейный (ОПН) и параллельно ему заземляющий однофазный нож (ЗОН) для возможности работы трансформатора с заземленной или разземленной нейтралью. Номинальное напряжение указанных ограничителей перенапряжений выбирается примерно равным фазному напряжению сети – 56 кВ.

Все остальные преимущества и недостатки, рассмотренные для электрических сетей с глухо заземленной нейтралью, остаются без изменения и для электрической сети с эффективно заземленной нейтралью.

8.8. Заключение

Вопрос о выборе способа заземления нейтрали в электрических сетях разных классов напряжения долгое время был предметом серьезных споров в связи с невозможностью найти компромиссное решение. Накопленный сегодня опыт позволяет делать надлежащий выбор в соответствии с ограничениями, действующими для каждого типа сети.

В табл. 8.1 приведено сравнение характеристик режимов работы электрических сетей с разными режимами нейтрали.

Таблица 8.1

Сводная таблица характеристик режимов работы электрических сетей с разными режимами нейтрали

Характеристики	Виды заземления нейтрали электрической сети				
	Изолированная нейтраль	Компенсированная нейтраль	Резистивное заземление нейтрали	Глухо заземленная нейтраль	Эффективно заземленная нейтраль
Ограничение (подавление) переходных перенапряжений	–	+ –	+	++	++
Ограничение тока повреждения	+	++	+	--	+–
Бесперебойность работы – сохранение электроснабжения потребителя по поврежденному участку сети при его первом повреждении	+	+	+/-	–	–
Простота организации селективной защиты от однофазных замыканий на землю	–	--	+	+	+
Напряжение электрической сети, в которой применяется режим нейтрали, кВ	0,38–0,66*, 6–10–20–35	6–10–20–35	6–10–20–35	0,38–0,66, 220 и выше	110
Условные обозначения: + хороший; – посредственный					

* – Электрические сети с изолированной нейтралью напряжением 660 В применяются на горнодобывающих предприятиях.

9. ЗАЗЕМЛЯЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО

9.1. Общие положения

При обслуживании электроустановок опасность представляют не только изолированные токоведущие части, находящиеся под напряжением, но и те конструктивные части электрооборудования, которые нормально не находятся под напряжением, но могут оказаться под напряжением при повреждении изоляции (корпуса электродвигателей, пускателей, баки трансформаторов, кожухи шинопроводов, металлические каркасы щитов и т. п.).

Для защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции применяется одна из следующих защитных мер: заземление, зануление, защитное отключение, разделительный трансформатор, двойная изоляция, малое напряжение, уравнивание потенциалов [36, 39].

Защитное заземление – это преднамеренное электрическое соединение какой-либо части электроустановки с заземляющим устройством для обеспечения электробезопасности.

Заземляющим устройством называется совокупность заземлителя и заземляющих проводников. **Заземлителем** называется металлический проводник или группа проводников, находящихся в непосредственном соприкосновении с землей. **Заземляющими проводниками** называются металлические проводники, соединяющие заземляемые части электроустановок с заземлителем.

Если через заземлитель пропустить ток, то на самом заземлителе и в точках земли, расположенных в непосредственной близости от него, возникнут потенциалы ϕ , измеряемые относительно бесконечно удаленной точки, график распределения которых, показан на рис. 9.1. Из графика видно, что с удалением от места расположения заземлителя потенциал ϕ уменьшается, т. к. поперечное сечение земли, через которое проходит ток, увеличивается в большей степени. В удаленных точках потенциалы близки к нулю. Таким образом, в качестве точек нулевого потенциала могут служить точки, достаточно удаленные от заземлителя, потенциалы которых практически равны нулю. Обычно достаточно расстояние в несколько десятков метров – в практике принято двадцать метров и более. Крутизна кривой распределения потенциалов зависит от проводимости грунта: чем меньше проводимость грунта, тем более пологую форму имеет кривая, тем дальше расположены точки нулевого потенциала.

Сопротивление, которое оказывает току грунт, называется сопротивлением растеканию. В практике сопротивление растеканию относят не к грунту, а к заземляющему устройству и применяют сокращенный термин «сопротивление заземляющего устройства» $R_{3у}$. Это сопротивление опре-

деляется отношением напряжения на заземлителе U_3 относительно точки нулевого потенциала к току I_3 , проходящему через заземлитель

$$R_{3y} = U_3 / I_3. \quad (9.1)$$

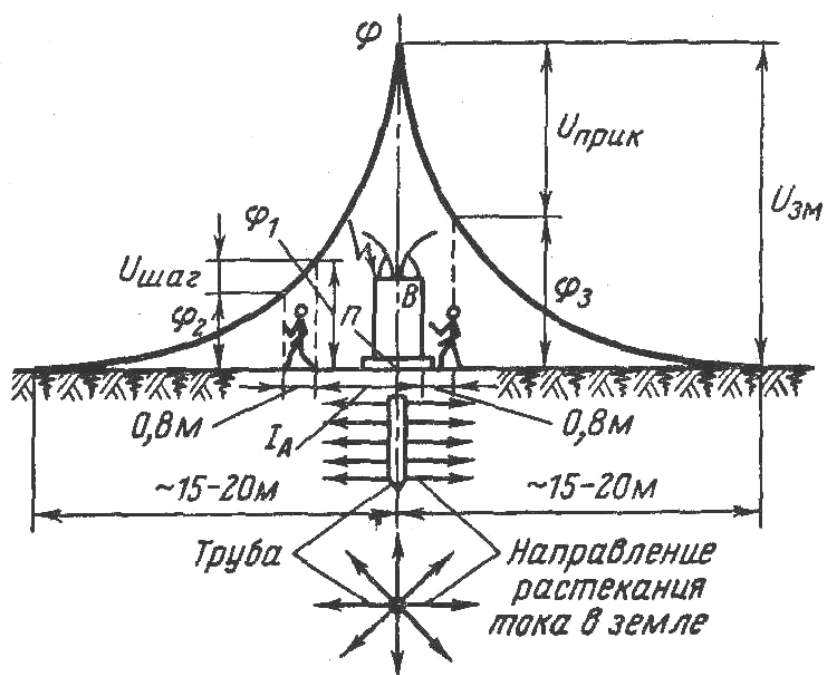


Рис. 9.1. Распределение потенциалов при растекании тока в земле с одиночного вертикального заземлителя

На рис. 9.2 показано заземление нескольких электродвигателей с помощью одиночного заземлителя 1 (трубы, уголка, стержня, заглубленных в землю). В нормальном режиме, когда изоляция электродвигателей не нарушена, на корпусах электродвигателей никакого потенциала нет, прикосновение к ним безопасно. При повреждении изоляции в любом электродвигателе и стекании на землю тока I_3 через заземляющее устройство потенциал на поверхности грунта распределяется по кривой 3. На заземляющем устройстве возникает напряжение, V :

$$U_3 = I_3 \cdot R_{3y}, \quad (9.2)$$

где I_3 – ток замыкания на землю, A ; R_{3y} – сопротивление заземлителя, Om .

Пренебрегая падением напряжения в заземляющей полосе 2, можно считать, что все заземленные корпуса окажутся под напряжением U_3 . Прикасаясь к корпусу электродвигателя, человек попадает под разность напряжения на заземлителе U_3 и потенциала земли ϕ_i в точке нахождения человека – это напряжение называют **напряжением прикосновения**

$$U_{пр1} = U_3 - \phi_1; \quad U_{пр2} = U_3 - \phi_2; \quad U_{пр3} = U_3, \quad (9.3)$$

где ϕ_1, ϕ_2 – потенциалы точек грунта, на которых стоит человек.

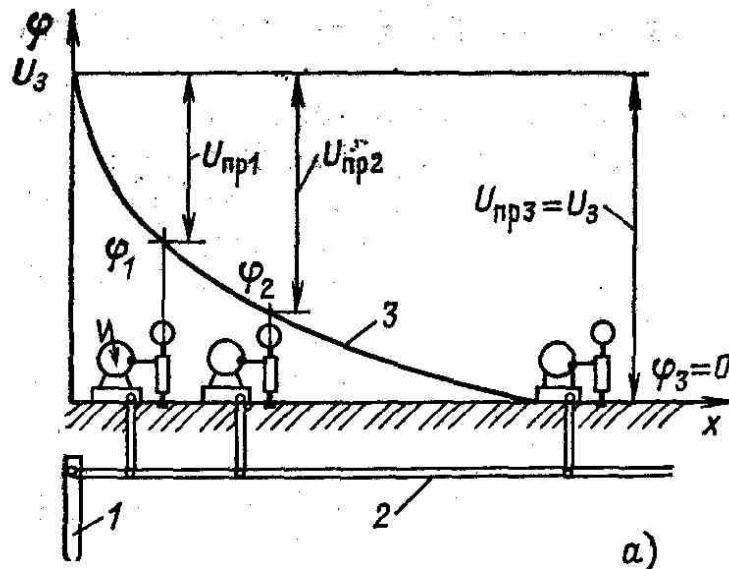


Рис. 9.2. Распределение потенциала на поверхности земли в поле одиночного заземлителя

Чем дальше находится человек от заземлителя, тем больше напряжение прикосновения $U_{\text{пр}}$.

Напряжение шага $U_{\text{ш}}$ – это напряжение между двумя точками земли при одновременном касании их ногами человека (рис. 9.1). Оно равно разности потенциалов

$$U_{\text{ш.1-2}} = \varphi_1 - \varphi_2. \quad (9.4)$$

Чем ближе человек находится к заземляющему устройству, тем больше напряжение шага. При удалении человека от заземлителя на расстояние двадцать метров и более напряжение шага практически становится равным нулю. Например, не разрешается приближаться на расстояние менее 8 м к лежащему на земле проводу воздушной линии напряжением выше 1 кВ [36, п. 3.7].

9.2. Параметры заземляющих устройств

Заземляющие устройства являются необходимой частью многих электроустановок. По своему назначению различают следующие виды заземлений:

- рабочее заземление какой-либо находящейся под напряжением точки электроустановки для обеспечения надлежащей работы установки в рабочих и аварийных условиях;
- защитное заземление металлических корпусов и других металлических частей электроустановки, нормально не находящихся под напряжением, необходимое для защиты людей при случайном попадании этих частей под напряжение вследствие нарушения изоляции;

– молниезащитное заземление молниеотводов, разрядников и ограничителей напряжений.

Как было отмечено выше, заземляющее устройство состоит из заземлителя и заземляющих проводников. В качестве заземлителей могут быть использованы: подземные металлические части и арматура железобетонных фундаментов зданий и сооружений; обсадные трубы; проложенные в земле стальные трубопроводы негорючих и невзрывчатых жидкостей и газов; свинцовые оболочки проложенных в земле кабелей и другие подобные элементы, имеющие хороший и устойчивый контакт с почвой. Такие **заземлители** называются **естественными**.

Когда естественные заземлители не могут обеспечить требуемых показателей заземляющего устройства, то в дополнение к ним устраивают искусственные заземлители. Наиболее рациональными в электроустановках оказались два вида таких заземлителей: **вертикальные стержневые и горизонтальные углубленные**.

Вертикальные заземлители (рис. 9.3) состоят из одного или нескольких соединенных между собой электродов длиной 2,5–6 м, обычно представляющих собой отрезки стальных прутков диаметром 10–16 мм или угловой стали с толщиной стенки не менее 4 мм. Сопротивление одного вертикального электрода относительно земли в случае заглубления верхнего конца электрода на глубину 0,5–0,7 м от поверхности земли можно определить по формуле

$$R_{\text{э.в}} = \frac{\rho \cdot K_{\text{сез}}}{2\pi \cdot L_{\text{в}} \cdot \eta_{\text{в}}} \cdot \left(\ln \frac{2L_{\text{в}}}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4h + L_{\text{в}}}{4h - L_{\text{в}}} \right), \quad (9.5)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта, Ом·м (табл. П1.4 [1]); $K_{\text{сез}}$ – коэффициент, учитывающий сезонное изменение сопротивления земли; $L_{\text{в}}$ – длина электрода, м; $\eta_{\text{в}}$ – коэффициент использования вертикальных электродов (уменьшение сопротивления электродов из-за взаимного экранирования); d – диаметр электрода, м, если электрод изготовлен из угловой стали, то эквивалентный диаметр $d = 0,95 \cdot b$, где b – ширина сторон уголка; h – расстояние от поверхности земли до середины электрода, м.

Удельное сопротивление грунта определяется путем измерения и находится обычно в пределах 1–200 Ом·м (меньшие значения для глинистых почв, большие – для гравия и других каменистых грунтов).

При нескольких электродах шаг между ними во избежание взаимного экранирования принимается равным не менее длины электрода $L_{\text{в}}$; при увеличении шага до значений более $3L_{\text{в}}$ дальнейшее уменьшение взаимного экранирующего эффекта становится малозаметным. Электроды соединяются между собой горизонтальной полосой, прокладываемой по дну траншеи (рис. 9.3) и соединяемой с электродами путем сварки. Сопротивление совокупности n одинаковых электродов относительно земли определяется формулой

$$R_{\Sigma} = \frac{R_{\Sigma.B}}{n \cdot \eta_B}, \quad (9.6)$$

где η_B – коэффициент использования заземлителя, зависящий от конструкции электродов, от шага между ними, от их числа и от порядка расположения. Обычно $\eta_B = 0,2-0,9$; подробные справочные таблицы для его определения приведены в табл. П1.7 [1].

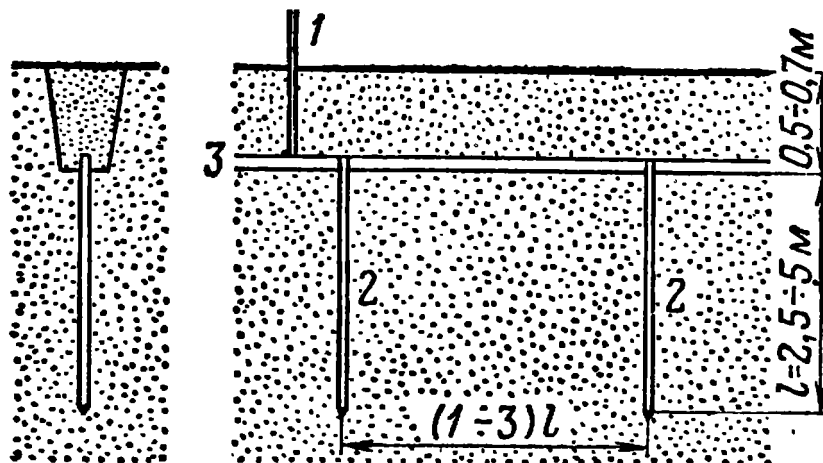


Рис. 9.3. Заземлитель с вертикальными электродами: 1 – соединительный проводник; 2 – вертикальный электрод; 3 – горизонтальный электрод

Для выравнивания потенциала по всей территории заземляемой электроустановки (например, открытого распределительного устройства подстанции) заземляющие вертикальные 1 и горизонтальные 2 электроды располагаются по закрытому контуру, охватывающему всю территорию заземляемой установки. Внутри контура при этом могут применяться дополнительные горизонтальные электроды 2, образующие обычно сетку с ячейками 6х6 м. У выходов с территории, охваченной контуром, предусматриваются дополнительные горизонтальные электроды 3 за пределами контура с увеличенной глубиной заложения (рис. 9.4).

Горизонтальные углубленные заземлители (электроды) укладываются в виде замкнутого контура из полосовой или круглой стали на дно котлована (на глубине 0,5–0,7 м) по периметру фундамента здания или сооружения. Основными преимуществами такого заземлителя являются малая стоимость, удобство монтажа и эксплуатационная надежность. Сопротивление горизонтального электрода относительно земли определяется формулой

$$R_{\Sigma.G} = \frac{\rho \cdot K_{\text{СЕЗ}}}{2\pi \cdot L_G \cdot \eta_G} \cdot \ln \frac{2 \cdot L_G^2}{b \cdot t}, \quad (9.7)$$

где L_G – длина горизонтального электрода, м; η_G – коэффициент использования соединительной полосы определен по табл. П1.8 [1]; b – ширина полосы (или двойной диаметр круглой стали), м; t – глубина от поверхности земли, м.

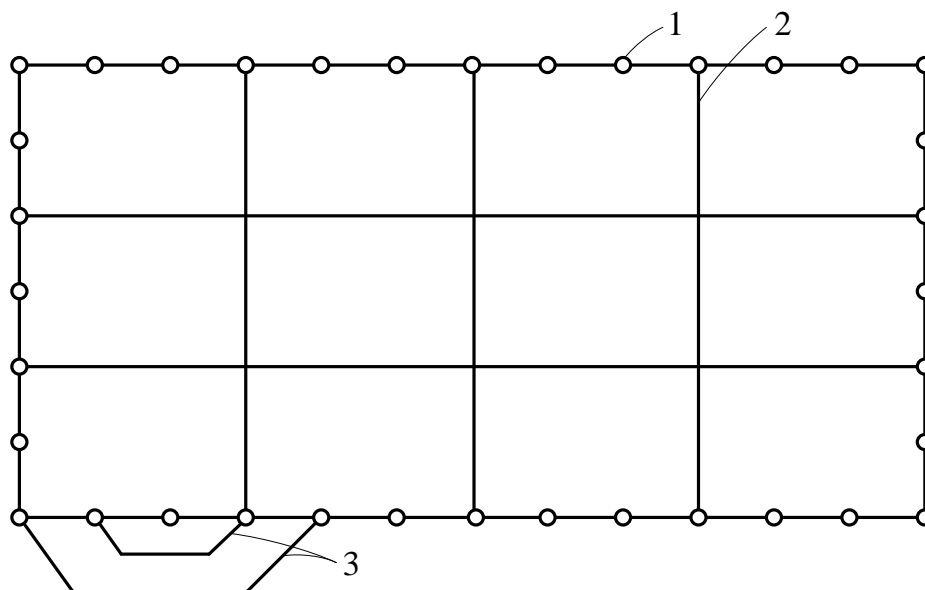


Рис. 9.4. Заземляющее устройство: 1 – заземляющий контур с вертикальными электродами; 2 – горизонтальные электроды для выравнивания потенциала внутри контура; 3 – горизонтальные электроды для выравнивания потенциала у выхода

Полное сопротивление растеканию заземлителя, выполненного из вертикальных и горизонтальных электродов определяется формулой

$$R_{3y} = \frac{R_{\text{ЭВ}} \cdot R_{\text{ЭГ}}}{R_{\text{ЭВ}} + R_{\text{ЭГ}}}. \quad (9.8)$$

При проектировании заземляющих устройств подстанций исходят из нормативного значения максимально допустимого сопротивления этих устройств, заданного в нормативных документах [39] или вычисляемого по формуле

$$R_{3y, \text{доп}} = \frac{U_{\text{доп}}}{I_{3.3, \text{расч}}}, \quad (9.9)$$

где $R_{3y, \text{доп}}$ – максимально допустимое сопротивление заземляющего устройства, Ом; $U_{\text{доп}}$ – максимально допустимое напряжение на заземлителе, В; $I_{3.3, \text{расч}}$ – расчетный ток замыкания на землю, определяемый по указаниям, приведенным в нормативных документах.

Заземления установок высшего и низшего напряжения подстанций, а также молниезащитные заземления во многих случаях допускается совмещать. Сопротивление заземления в таком случае должно соответствовать требованиям каждой отдельной заземляемой установки.

9.3. Основные требования ПУЭ к заземляющим устройствам

Рассмотрим согласно ПУЭ требования к заземляющим устройствам, используемым в электрических сетях с различными классами напряжений и разными видами заземления нейтрали.

1. Для электроустановок напряжением до 1000 В в сети с глухо заземленной нейтралью [39, п. 1.7.101] сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 2, 4 и 8 Ом при линейных напряжениях соответственно 660, 380 и 220 В трёхфазной сети или 360, 220 и 127 В для электроустановок однофазного тока. Это сопротивление должно быть обеспечено с учетом естественных заземлений, в том числе и повторных заземлений нулевого провода.

Общее сопротивление растеканию заземлителей (в том числе естественных) всех повторных заземлений нулевого рабочего провода каждой воздушной линии в любое время года для указанных напряжений должно быть не более 5, 10 и 20 Ом. При этом сопротивление каждого из повторных заземлителей должно быть соответственно не более 15, 30 и 60 Ом.

При удельном сопротивлении земли ρ более 100 Ом·м допускается увеличивать указанные нормы в $\rho/100$ раз, но не более чем в 10 раз.

2. Для электроустановок напряжением до 1000 В в сети с изолированной нейтралью [39, п. 1.7.104] сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом.

3. В электроустановках напряжением выше 1 кВ сети с изолированной нейтралью [39, п. 1.7.96] сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года с учетом сопротивления естественных заземлителей должно быть

$$R_{3y} \leq \frac{250}{I_{33.РАСЧ}}, \quad (9.10)$$

но не более 10 Ом, где $I_{33.РАСЧ}$ – расчетный ток замыкания на землю, А.

В качестве расчетного тока принимается:

– в сетях без компенсации емкостных токов – ток однофазного замыкания на землю;

– в сетях с компенсацией емкостных токов:

✓ для заземляющих устройств, к которым присоединены компенсирующие (дугогасящие) аппараты, – ток, равный 125% номинального тока наиболее мощного из этих аппаратов;

✓ для заземляющих устройств, к которым не присоединены компенсирующие аппараты, – ток замыкания на землю, проходящий в данной сети при отключении наиболее мощного из компенсирующих аппаратов.

Расчётный ток замыкания на землю должен быть определен для той из возможных в эксплуатации схем сети, при которой этот ток имеет наибольшее значение.

4. При использовании заземляющего устройства одновременно для электроустановок напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью и напряжением выше 1 кВ с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства должно быть не более наименьшего для указанных электроустановок (например, для ТП напряжением 6–10–20/0,4 кВ).

5. Заземляющие устройства электроустановок напряжением выше 1 кВ в сетях с эффективно заземленной нейтралью выполняют либо с учетом требований к их сопротивлению, либо к напряжению прикосновения [39, п. 1.7.88].

5.1. Заземляющее устройство, выполняемое с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ома [39, п. 1.7.90].

5.2. Заземляющее устройство, выполняемое с соблюдением требований к напряжению прикосновения [39, п. 1.7.91], должно обеспечивать в любое время года при стекании с него тока замыкания на землю значения напряжений прикосновения, не превышающие нормированные ГОСТ 12.1.038-82(2001) «Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов». Нормированные значения напряжений прикосновения зависят от длительности их воздействия и приведены в табл. 9.1.

Таблица 9.1

Предельно допустимое значение напряжения прикосновения U , В	Продолжительность воздействия напряжения t , с
500	0,1
400	0,2
200	0,5
130	0,7
100	1,0
65	3,0

В качестве расчётного времени воздействия следует принимать сумму времени срабатывания защиты и отключения трансформатора для рабочих мест, у которых при производстве оперативных переключений возможны короткие замыкания (например, выключатели нагрузки, разъединители с ручным управлением), следует принимать время действия резервной защиты, а для остальной схемы электроснабжения – основной защиты.

5.3. Заземляющее устройство сети напряжением выше 1 кВ с изолированной нейтралью, объединенное с заземляющим устройством сети

напряжением выше 1 кВ с эффективно заземленной нейтралью в одно общее заземляющее устройство, должно удовлетворять также общим требованиям [39] (например, для ПС напряжением 110/10 кВ).

6. Для подстанций напряжением 6–10–20/0,4 кВ должно быть выполнено одно общее заземляющее устройство, к которому должны быть присоединены:

- ✓ нейтраль трансформатора на стороне напряжением до 1 кВ;
- ✓ корпус трансформатора;
- ✓ металлические оболочки и броня кабелей напряжением до 1 кВ и выше;
- ✓ открытые проводящие части электроустановок напряжением до 1 кВ и выше;
- ✓ сторонние проводящие части.

Вокруг площади, занимаемой подстанцией, на глубине не менее 0,5 м и на расстоянии не более 1 м от края фундамента здания подстанции или от края фундаментов открыто установленного оборудования должен быть проложен замкнутый горизонтальный заземлитель (контур), присоединенный к заземляющему устройству.

9.4. Конструктивные исполнения заземляющих устройств

Естественные заземлители – это различные конструкции и устройства, которые по своим свойствам могут одновременно выполнять функции заземлителей: водопровод, металлические оболочки кабелей, металлические и железобетонные конструкции зданий и сооружений, имеющие надежное соединение с землей.

В водопроводной сети, если трубы не изолированы от земли и выполнены из стали или чугуна, происходит растекание тока в землю на большом протяжении. Водопроводные трубы укладываются ниже глубины промерзания (и высыхания), поэтому сопротивление растеканию можно считать постоянным в течение года.

Металлические оболочки проложенных в земле кабелей могут обеспечивать достаточно малые значения сопротивления растеканию, и поэтому их использование рекомендуется. Алюминиевые оболочки кабелей, выпускающиеся с защитными покровами для предотвращения коррозии алюминия при соприкосновении с землей, для устройства заземлений применены быть не могут. Стальная броня кабелей как заземлитель в расчёт не принимается.

Железобетонные фундаменты во влажных грунтах обладают высокой и стабильной в течение года проводимостью и рекомендуются в качестве естественных заземлителей в глинистых, суглинистых, супесчаных и других влажных грунтах. При использовании железобетонных конструкций

для возможности их соединений между собой и сетью заземления должны заранее предусматриваться выводы арматуры наружу.

Преимуществом рассмотренных естественных заземлителей является малое сопротивление растеканию. Рациональное использование естественных заземлителей упрощает и удешевляет сооружение заземляющих устройств. Сопротивления естественных заземлителей зависят от многих местных факторов и достоверные данные могут быть получены только на основании замеров.

Для устройства заземлений в установках переменного тока следует в первую очередь использовать естественные заземлители.

Под искусственными заземлителями понимаются закладываемые в землю металлические электроды, специально предназначенные для устройства заземлений. Во избежание излишних затрат эти заземлители следует применять лишь при отсутствии естественных заземлителей, невозможности их использования или при слишком высоком сопротивлении естественных заземлителей.

Наименьшие размеры стальных искусственных заземлителей: диаметр круглого сечения не оцинкованных – 10 мм; то же оцинкованных – 6 мм; прямоугольного и углового сечения с толщиной стенок не менее 4 мм, сечением 48 мм². Соединение электродов в единую заземляющую систему должно осуществляться, как правило, сваркой. Длина сварного шва должна быть не менее двойной ширины свариваемых полос или шестикратного диаметра электродов из круглой стали.

Наиболее радикальным средством защиты заземлителей от коррозии является оцинковка электродов, а в отдельных случаях – электрохимическая защита. Окраска и покрытие элементов заземлителя лаком или битумом в целях защиты от коррозии снижает растекание тока и поэтому категорически запрещается.

Заземлители должны быть связаны с магистралями заземления электроустановки не менее чем двумя проводниками, присоединенными к заземлителю в разных местах.

В зависимости от места размещения заземлителя относительно заземляющего оборудования различают два типа заземляющих устройств: выносное и контурное.

Необходимость в выносном заземлителе возникает, если электрооборудование расположено в многоэтажном здании (два и более этажей). При выносном заземляющем устройстве (рис. 9.5) заземлитель 1 вынесен за пределы площадки, на которой размещено заземляемое оборудование 2 или сосредоточен на некоторой части этой площадки.

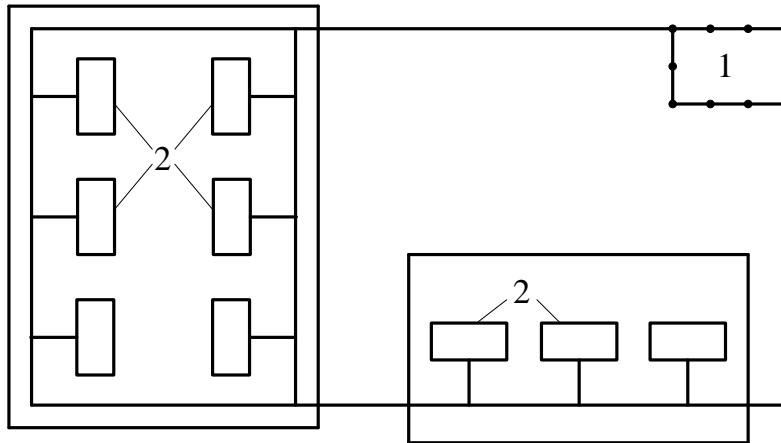


Рис. 9.5. Схема выносного заземляющего устройства.

Для отдельно стоящих подстанций напряжением 6, 10 и 0,38 кВ с площадью занимаемого оборудования порядка (6–9)х(12–18) м заземляющее устройство выполняют в виде контура из стальной полосы 1 сечением 40х4 мм, проложенной на глубине 0,5–0,7 м от поверхности земли на расстоянии 0,8–1,5 м от фундаментов вокруг подстанции, и стержней 2 длиной 5 м, диаметром 12 мм на расстоянии 4–6 м друг от друга (рис. 9.6).

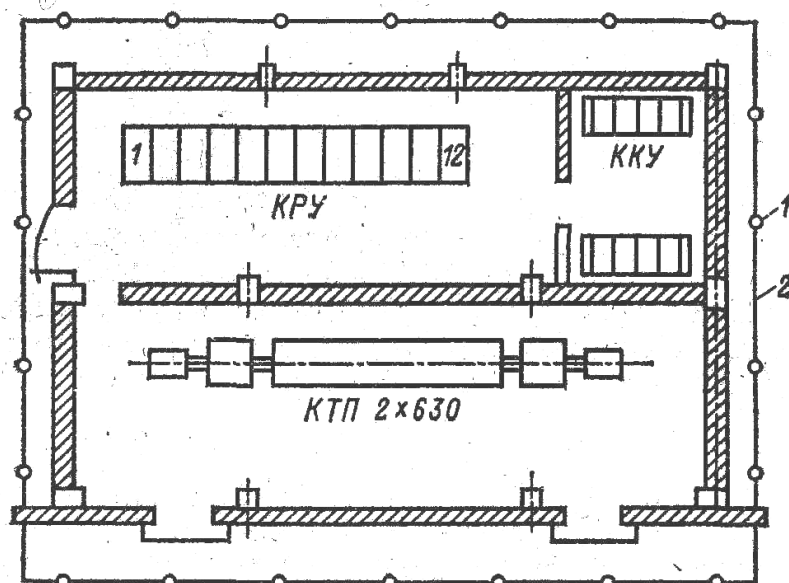


Рис. 9.6. Пример контурного заземляющего устройства

На рис. 9.7 приведён фрагмент плана подстанции напряжением 110/10 кВ с размещением на нём заземляющего устройства. На плане указаны расстояния от горизонтальных электродов до электрооборудования – силовых трансформаторов, выключателей, разъединителей, ограничителей напряжений, молниеотводов.

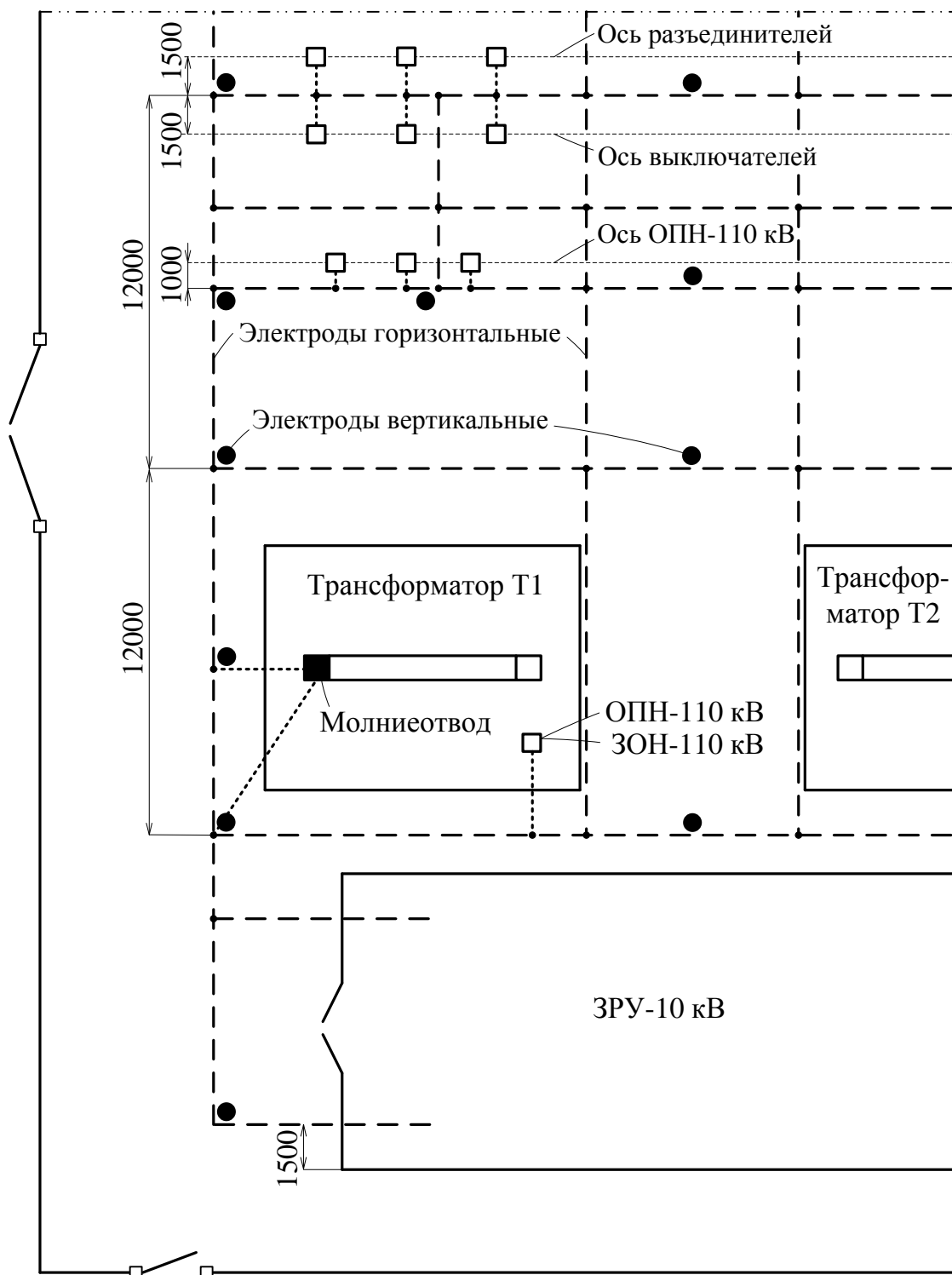


Рис. 9.7. Фрагмент плана подстанции с заземляющим устройством

На рис. 9.8 показаны примеры исполнения заземляющих устройств воздушных линий напряжением 0,38–6–10 кВ, на котором обозначено: 1 – опора деревянная; 2 – опора железобетонная; 3 – приставка; 4 – спуск; 5 – выпуск; 6 и 7 – вертикальный и горизонтальный электроды.

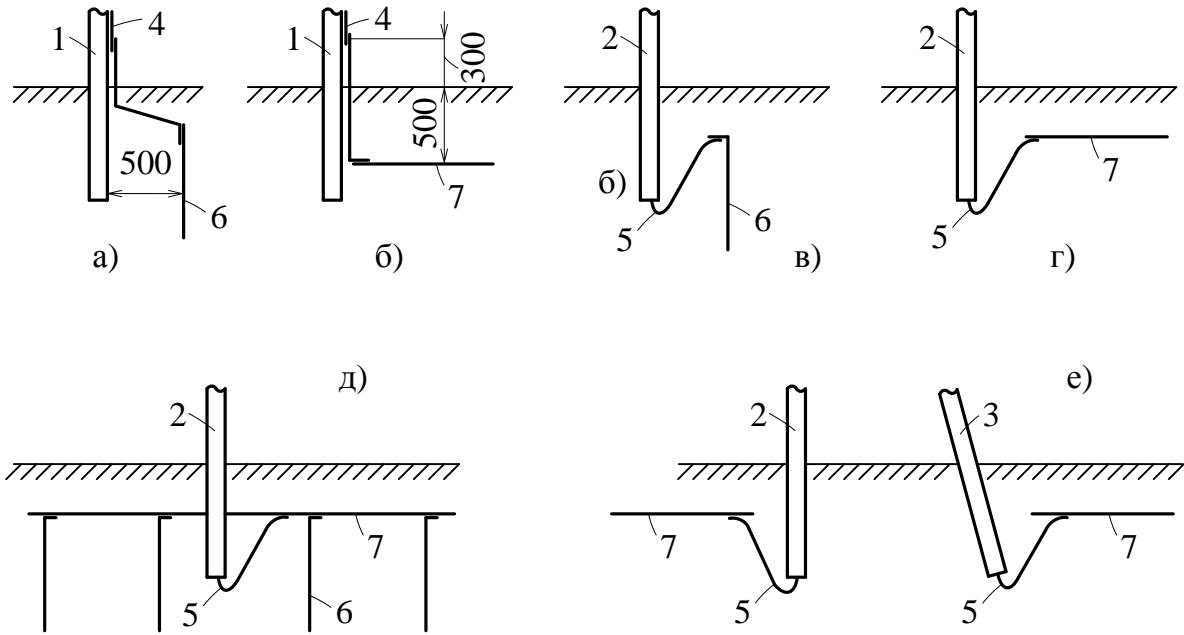


Рис. 9.8. Примеры исполнения заземляющих устройств ВЛ

9.5. Расчёт заземляющего устройства отдельно стоящей трансформаторной подстанции напряжением 10/0,4 кВ

Исходные данные. Понижительная подстанция имеет два трансформатора 10/0,4 кВ с изолированной нейтралью в сети напряжением 10 кВ и глухо заземленной в сети напряжением 380 В. Подстанция размещена в отдельно стоящем одноэтажном здании, размеры которого в плане 18х8 м (рис. 9.9). Ток однофазного замыкания на землю составляет $I_{3.з.расч} = 14,2$ А.

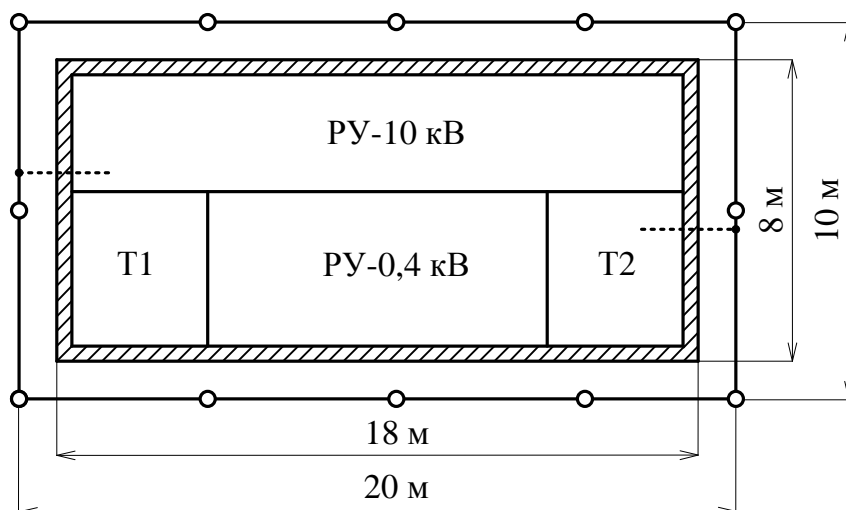


Рис. 9.9. План подстанции и заземляющего устройства

Заземляющие устройства предполагается выполнить из вертикальных стержневых электродов длиной $L_B = 5$ м, диаметром $d = 0,012$ м, верхние концы которых соединены между собой с помощью горизонтального электрода – стальной полосы сечением 4×10 мм, уложенной, в земле на глубине $t = 0,8$ м.

Измеренное удельное сопротивление земли при нормальной влажности $\rho = 62$ Ом·м (грунт однородный); климатическая зона вторая (табл. П1.1 [1]). Коэффициент, учитывающий сезонное изменение сопротивления земли, для 2-й климатической зоны при длине вертикального электрода $L_B = 5$ м равен $K_{СЕЗ} = 1,3$ [1, табл. П1.2]. Естественные сопротивления здания подстанции и кабельных линий в расчёте не учитываются.

Решение. Поскольку заземляющее устройство является совмещенным для сетей напряжением 10 кВ и 380 В, то его сопротивление $R_{3У}$ должно быть не более меньшего из допустимых значений для этих сетей.

Сопротивление заземляющего устройства сети напряжением 380 В согласно [39] должно быть не более 4 Ом.

Сопротивления заземляющего устройств сети напряжением $U_C = 10$ кВ определяется с учётом тока однофазного замыкания на землю по выражению (9.10)

$$R_{3У} \leq \frac{250}{I_{3.3.РАСЧ}} = \frac{250}{14,2} = 17,6 \text{ Ом.} \quad (9.11)$$

Исходя из совместимости заземляющих устройств электрических сетей с различными режимами нейтрали, принимаем $R_{3У,ДОП} \leq 4,0$ Ом. Тип заземляющего устройства выбираем контурный, размещенный вокруг здания. Предварительная схема заземляющего устройства показана на рис. 9.9. Вертикальные электроды размещаем на расстоянии $a = 5$ м друг от друга.

Сопротивление одного вертикального электрода определяем по выражению (9.5)

$$\begin{aligned} R_{Э,В} &= \frac{\rho \cdot K_{СЕЗ}}{2\pi \cdot L_B} \cdot \left(\ln \frac{2L_B}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t + L_B}{4t - L_B} \right) = \\ &= \frac{62 \cdot 1,3}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \left(\ln \frac{2 \cdot 5}{0,012} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 3,3 + 5}{4 \cdot 3,3 - 5} \right) = 18,28 \text{ Ом.} \end{aligned} \quad (9.12)$$

Необходимое число вертикальных электродов определяем по выражению (9.6)

$$n_B = \frac{R_{Э,В}}{R_{Э,Σ} \cdot \eta_B} = \frac{18,28}{4 \cdot 0,52} = 8,79, \quad (9.13)$$

где $\eta_B = 0,52$ – коэффициент использования вертикальных электродов (уменьшение сопротивления электродов из-за взаимного экранирования), определен, по табл. П1.7 [1] для соотношения $a/L_B = 1$ и $n = 8$ (число элект-

тродов примем в меньшую сторону, т. к. ещё есть горизонтальные электроды).

Общее сопротивление вертикального заземлителя определяем с использованием выражения (9.6)

$$R_{\Sigma} = \frac{R_{\Sigma B}}{n \cdot \eta} = \frac{18,28}{8 \cdot 0,52} = 4,394 \text{ Ом.} \quad (9.14)$$

Сопротивление заземляющего горизонтального электрода (полосы) по выражению (9.7)

$$\begin{aligned} R_{\Sigma \Gamma} &= \frac{\rho \cdot K_{\text{СЕЗ}}}{2\pi \cdot L_{\Gamma} \cdot \eta_{\Gamma}} \cdot \lg \frac{2 \cdot L_{\Gamma}^2}{b \cdot t} = \\ &= \frac{62 \cdot 3,0}{2 \cdot 3,14 \cdot 60 \cdot 0,33} \ln \frac{2 \cdot 60^2}{0,04 \cdot 0,8} = 18,42 \text{ Ом,} \end{aligned} \quad (9.15)$$

где $K_{\text{СЕЗ}}$ - 3,0 – коэффициент, учитывающий сезонное изменение сопротивления земли, определен по табл. П1.2 [1] при длине горизонтального электрода $L_{\Gamma} = 60$ м для 2-й климатической зоны; $\eta_{\Gamma} = 0,33$ – коэффициент использования соединительной полосы определен по табл. П1.8 [1] для соотношения $a/L_B = 1$ и $n_B = 8$; $b = 0,04$ м – ширина стальной полосы.

Теперь находим сопротивление растеканию, принятого нами для группового заземлителя, по выражению (9.8)

$$R_{\text{ЗУ}} = \frac{R_{\Sigma B} \cdot R_{\Sigma \Gamma}}{R_{\Sigma B} + R_{\Sigma \Gamma}} = \frac{4,394 \cdot 18,28}{4,394 + 18,28} = 3,542 \text{ Ом.} \quad (9.16)$$

Это сопротивление оказывается меньше, чем требуемое допустимое $R_{\text{ЗУ, доп}} = 4$ Ом. Поэтому принимаем решение уменьшить в контуре заземлителя число вертикальных электродов на один

$$R_{\Sigma} = \frac{R_{\Sigma B}}{n_B \cdot \eta} = \frac{18,28}{7 \cdot 0,52} = 5,02 \text{ Ом.} \quad (9.17)$$

Определяем уменьшенное сопротивление заземлителя

$$R_{\text{ЗУ}} = \frac{R_{\Sigma B} \cdot R_{\Sigma \Gamma}}{R_{\Sigma B} + R_{\Sigma \Gamma}} = \frac{5,02 \cdot 18,28}{5,02 + 18,28} = 3,938 \text{ Ом.} \quad (9.18)$$

Таким образом, окончательно принимаем число вертикальных электродов $n_B = 7$.

Это сопротивление меньше требуемого, но так как разница не велика и она улучшает условия электробезопасности, то этот результат и принимаем. Окончательно: проектируемое заземляющее устройство представляет контур, состоящий из 7 вертикальных стержневых электродов длиной 5 м, диаметром 12 мм и горизонтального электрода в виде стальной полосы длиной 60 м, сечением 4x40 мм, заглубленных в землю на 0,8 м.

10. ЗАЩИТА ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

10. Основные определения

Под перенапряжением понимают повышение до опасных значений разности потенциалов на изоляции электрооборудования. Перенапряжения можно разделить на внутренние и внешние.

Внутренние перенапряжения могут появляться в период переходных процессов, сопровождающихся резким изменением установившегося режима работы электрической сети. Они разделяются на коммутационные и резонансные.

Коммутационные перенапряжения зависят от быстродействия коммутационных аппаратов и значения емкости или индуктивности цепи. **Резонансные** перенапряжения возникают при определенном соотношении между индуктивностями и емкостями. Значение и длительность резонансных перенапряжений характеризуются интенсивностью преобразования электромагнитной энергии индуктивности в электростатическую энергию в ёмкости.

Внутренние перенапряжения возникают в результате коммутаций, как нормальных (включение и отключение ненагруженных линий, отключение ненагруженных трансформаторов и реакторов), так и послеаварийных (дуговые замыкания на землю в системах с изолированной нейтралью, отключения КЗ, АПВ). Эти перенапряжения воздействуют на изоляцию сравнительно кратковременно, но значение их может превышать в несколько раз номинальное напряжение.

К внешним перенапряжениям относят **атмосферные** перенапряжения, которые возникают в результате разрядов молнии в электроустановку или вблизи нее. Волны перенапряжения, возникающие в токоведущих частях при ударах молнии, распространяются со скоростями, сравнимыми со скоростью света, проникая в обмотки трансформаторов, машин, воздействуя на изоляцию линий и аппаратов. Время воздействия атмосферных перенапряжений составляет от единиц до сотен миллионов долей секунды. Значение этих перенапряжений при отсутствии специальных мер защиты может достигать миллионов вольт.

Главную опасность в электрических установках напряжением 1–220 кВ представляют возникающие при грозовых разрядах атмосферные перенапряжения.

10.2. Удары молнии

Процесс атмосферного перенапряжения можно представить следующим образом. Нижняя часть грозового облака (обычно заряженная отрицательно) и земля образуют своего рода конденсатор с обкладками «облако –

земля» (рис. 10.1, а). По мере накопления отрицательных зарядов облака и положительных зарядов земли растёт напряженность электрического поля между ними. Когда напряженность в каком-нибудь месте достигает критического значения (25–30 кВ/см), воздух ионизируется, воздух становится электропроводным и начинается развитие разряда с облака на землю [Ларионов-1974].

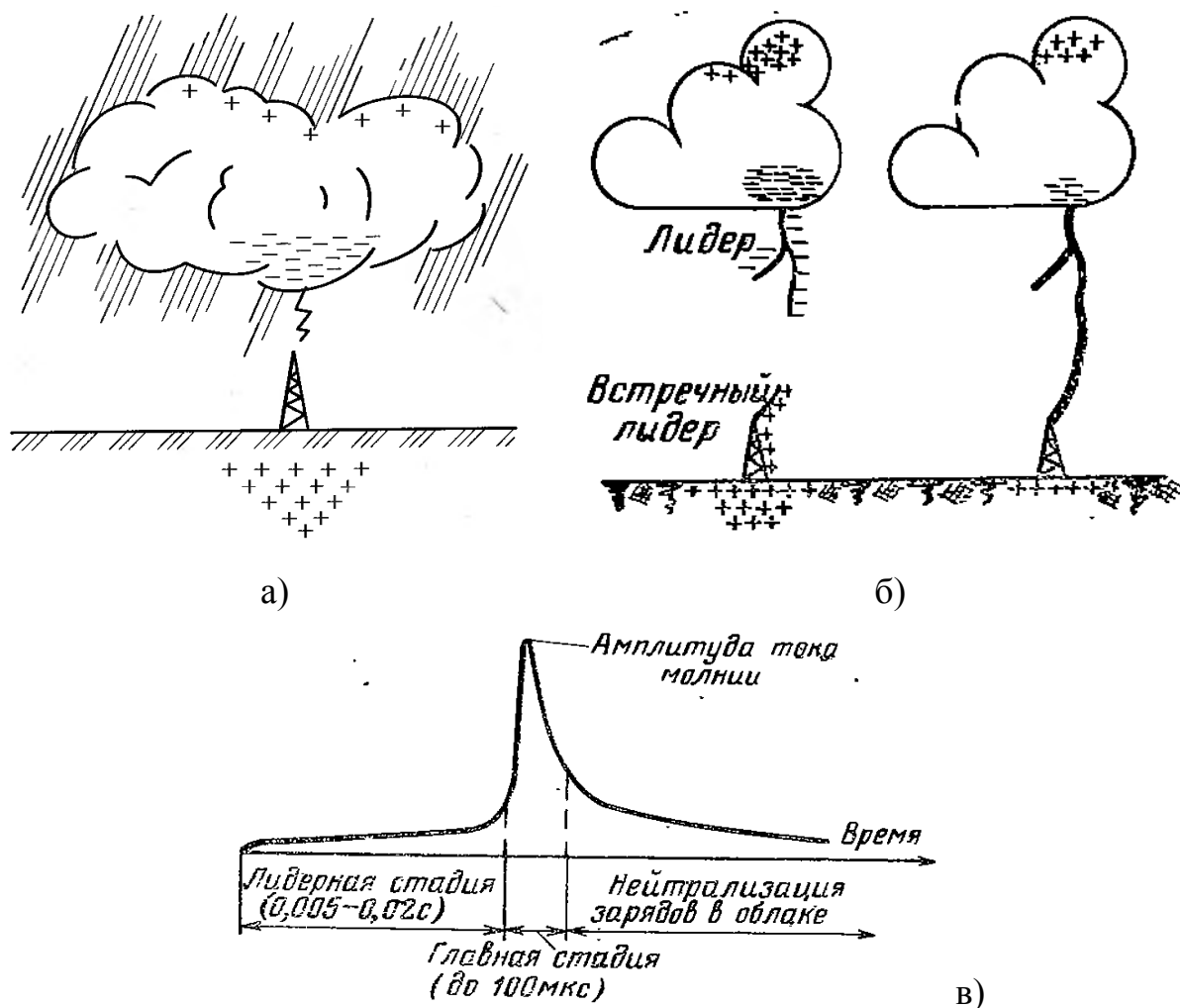


Рис. 10.1. Схема, поясняющая возникновение разряда молнии

В начальной стадии молния представляет собой относительно медленно (со скоростью в среднем $2 \cdot 10^5$ м/с) развивающийся слабосветящийся канал (лидер), окружённый достаточно обширной зоной ионизации, которая заполняется зарядами того же знака, что и заряд облака (рис. 10.1, б). Распределённый вдоль канала заряд индуцирует на поверхности земли и на расположенных на ней объектах, например, на металлической мачте заряды другого знака. По мере приближения лидера к земле величина индуцированного заряда и напряжённость электрического поля на вершине возвышающегося объекта возрастают и с него начинает развиваться встречный лидер.

Когда оба канала встречаются (это происходит вблизи земли), начинается главная стадия разряда. Во время этой стадии происходит нейтрализация зарядов. Процесс этот распространяется от земли к облаку со скоростью порядка 10^7 м/с и сопровождается сильным свечением канала разряда. По каналу в течение очень короткого времени – до 100 мкс – проходит очень большой ток, разогревающий канал до температуры 20000–35000 °С – рис. 10.1, в.

Часто по одному и тому же каналу происходит несколько разрядов молнии – это явление воспринимается нами как мерцание молнии. В большинстве случаев молния состоит из двух-трёх отдельных разрядов. Иногда количество разрядов достигает 20–30 и может длиться до 1 с. В большинстве случаев длительность молнии не превышает 0,1 с. Амплитуда тока молнии I_M достигает в среднем 25 кА, а в одном случае из ста – 200 кА.

Рассмотрим процесс возникновения перенапряжений в линии электропередачи. Перед моментом разряда в проводах линии электропередачи возникает электрический ток, обусловленный притягиванием положительных зарядов с дальних участков линии к месту расположения облака. После разряда молнии электрическое поле исчезает вследствие нейтрализации зарядов облака и земли, накопившиеся в линии заряды, больше не удерживаются электрическим полем и начинают растекаться к обоим концам линии. Так возникают две электромагнитные волны индуктированного перенапряжения, движущиеся по линии в противоположных направлениях со скоростью света. Прямой удар молнии в линию электропередачи при этом не обязателен. Между проводами и землей возникает напряжение, кВ, определяемое по эмпирической формуле $U = 100 \cdot I_M$.

Во время грозы на проводах воздушных линий и открытых электроустановок индуцируются электростатические заряды, которые при разрядах молний, происходящих на близком расстоянии от линий, превращаются в распространяющиеся по сети волны перенапряжения. Такие перенапряжения могут стать причиной пробоя изоляции силовых трансформаторов, электрических машин и другого электрооборудования, присоединенных к воздушным сетям.

Если эти перенапряжения превышают электрическую прочность изоляции в какой-либо точке линии или на подстанции, то происходит перекрытие изоляции, ее пробой и короткое замыкание.

Прямое попадание молнии в проводники или электрооборудование установок электроснабжения приводит к их электродинамическому разрушению и расплавлению. Во избежание такой опасности установки электроснабжения в предписанных ПУЭ случаях снабжают молниеотводами, причем в случае концентрированных объектов (подстанций, РУ и т. п.) применяют *стержневые*, а в случае протяженных объектов (к ним прежде всего, относятся воздушные линии высокого напряжения) – *тросовые*

молниеотводы. У зданий молниеотводом может служить заземленная арматура железобетонных конструкций кровли, металлическое покрытие кровли и т. п. Так, здания закрытых подстанций и РУ обычно защищают от прямых ударов молнии в случаях, когда длительность грозовой деятельности превышает 20 ч в год, путем заземления кровли. Если конструкция кровли не позволяет применять такого заземления, то на крыше здания устанавливают стержневые молниеотводы.

В городских условиях удар молнии наиболее вероятен в трубы промышленных предприятий, линии электропередачи, телевизионные вышки или отдельно стоящие высотные здания (особенно с установленными антенно-мачтовыми сооружениями базовых станций сотовой связи). Основные пути заноса перенапряжений для объектов различного типа показаны на рис. 10.2.

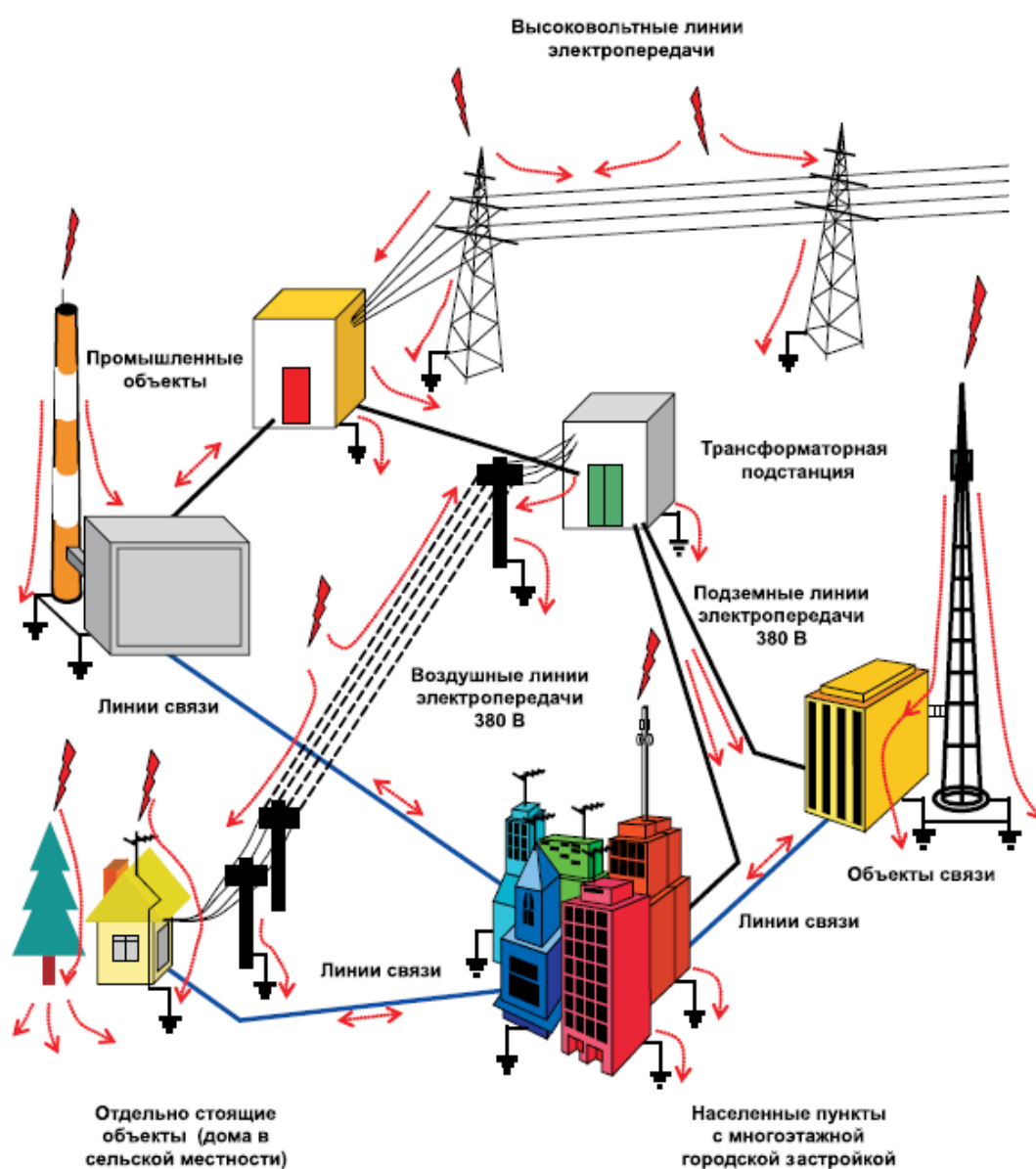


Рис. 10.2. Основные пути заноса перенапряжений для объектов различного типа

Интенсивность грозовой деятельности в данной местности принято характеризовать общей продолжительностью гроз в часах. Челябинская область находится в зоне со среднегодовой продолжительностью гроз от 40 до 60 часов в год, а некоторые горные районы в западной части области – до 80 часов в год [39, п. 2.5.38; рис. 2.5.3], при этом число ударов молнии на 1 квадратный километр площади в год составляет 3,8–5 [27].

10.3. Молниезащита

Открытые РУ и подстанции защищают от прямых ударов молнии при номинальном напряжении 20 кВ и выше. Защиту выполняют стержневыми молниеотводами, устанавливаемыми, как правило, на конструкциях РУ [21, 28].

Подходы к подстанциям воздушных линий 35 кВ и выше защищают тросовыми молниеотводами на длине 1–4 км в зависимости от напряжения и конструктивного исполнения линий. Линии 110 кВ и выше на железобетонных и металлических опорах защищают молниезащитными тросами по всей длине.

Требования к конструктивному исполнению молниеотводов, к заземляющим проводникам и заземлителям, к допустимым расстояниям элементов молниеотводов и заземляющих устройств от электрооборудования, частей зданий и сооружений подробно изложены в нормативных документах. Высоту молниеотвода от земли выбирают такой, чтобы защищаемые оборудование и конструкции попали в *зону защиты* молниеотвода, внутри которой с достаточной надежностью (в электроустановках 99,5 %) обеспечивалась бы защита зданий и сооружений от прямых ударов молнии.

Вертикальный стержневой молниеотвод представляет собой высокий столб с проложенным вдоль него стальным проводом, который соединен с заземлителем. Горизонтальный молниеотвод представляет собой провод, расположенный над фазными проводами линии на тех же опорах. Чем выше над защищаемым объектом расположен молниеотвод, тем больше его защитная зона, в которой молниеотвод как бы перехватывает молнию и отводит её в землю.

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой $h < 150$ м представляет собой круговой конус (рис. 10.3) с вершиной на высоте $h_0 < h$. Горизонтальное сечение зоны защиты на высоте h_x представляет собой круг радиусом r_x . На уровне земли зона защиты образует круг радиусом r_0 . Граница зоны защиты (при вероятности прорыва 0,05) описывается формулами

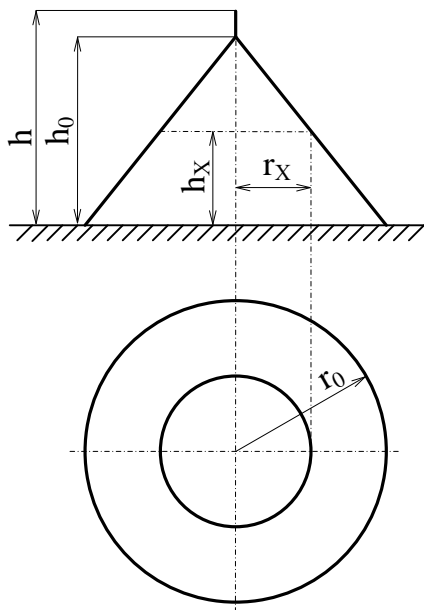


Рис. 10.3. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода

$$\begin{aligned} h_0 &= 0,92 \cdot h; \\ r_0 &= 1,5 \cdot h; \\ r_X &= 1,5 \cdot \left(h - \frac{h_X}{0,92} \right). \end{aligned} \quad (10.1)$$

Высота одиночного стержневого молниеотвода (при известных величинах h_X и r_X для защищаемого объекта) определяется по формуле:

$$h = \frac{r_X + 1,63 \cdot h_X}{1,5}. \quad (10.2)$$

Зона защиты двух стержневых молниеотводов одинаковой высотой $h < 150$ м показана на рис. 10.4. Торцевые области зоны защиты (габариты h_0 , r_0 , r_X) определяются как зоны для одиночных стержневых молниеотводов. Зоны защиты двойного стержневого молниеотвода (при вероятности прорыва 0,05) имеют следующие габариты [28]

– при $L < 1,5 \cdot h$

$$h_C = h_0; \quad r_{CX} = r_X; \quad r_C = r_0; \quad (10.3)$$

– при $5h > L > 1,5h$

$$h_C = 0,14 \cdot h_0 \cdot (L - 1,5 \cdot h); \quad r_C = r_0;$$

$$r_{CX} = r_0 \frac{h_C - h_X}{h_C}. \quad (10.4)$$

При известных h_C и L (при $r_{CX} = 0$) высота молниеотвода определяется по формуле

$$h = \frac{h_C + 0,14L}{1,13}. \quad (10.5)$$

Тросовые молниеотводы защищают воздушную линию на всей протяженности тросов.

Для отвода токов разряда молнии в землю молниеотводы присоединяются к заземляющему устройству (заземлителю) на подстанции и на каждой опоре линии. Заземлители выполняются из стальных труб, прутков или уголков, вбиваемых в землю. Сопротивление заземлителей опор линий электропередачи должно быть не более 30 Ом, сопротивление заземляющего устройства подстанции – не более 0,5 Ом.

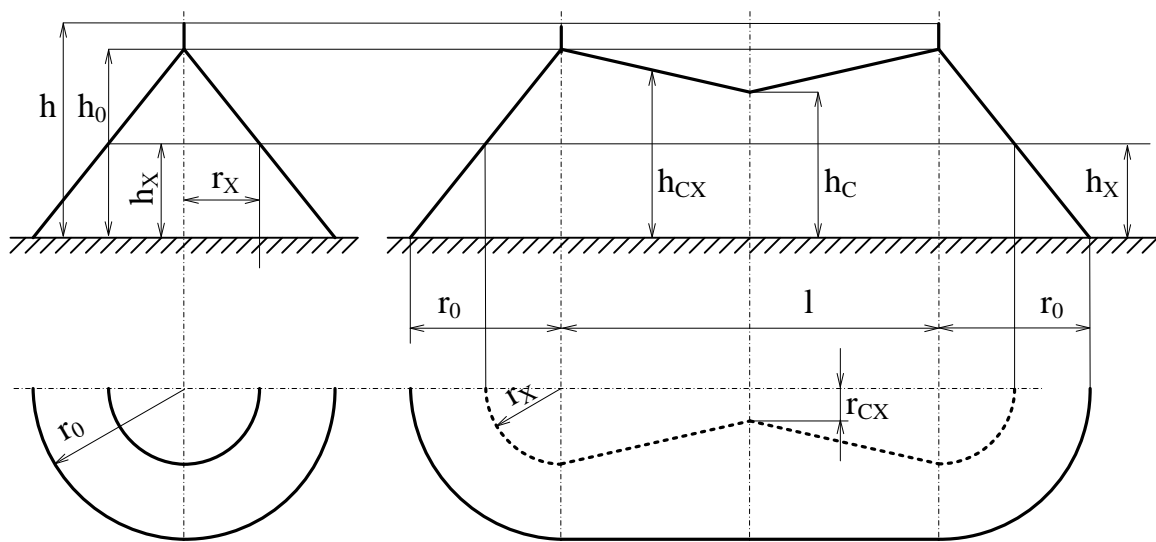


Рис. 10.4. Зона защиты двойного стержневого молниеотвода высотой до 150 м

Материалом молниеотводов и их заземляющих проводников служит сталь. Сечение проводников системы молниезащиты выбирают для обеспечения термической и динамической стойкости при протекании тока молнии, а также механической прочности и коррозионной стойкости не ниже определенных минимально допустимых значений. Так, в наружных установках диаметр круглых стальных заземляющих проводников следует выбирать не менее 6 мм, а сечение плоских, угловых и других проводников – не менее 48 мм^2 при толщине стенок не менее 4 мм.

Защита зданий, закрытых подстанций, распределительных устройств от прямых ударов молнии выполняется заземлением молниеприёмной сетки, железобетонных несущих конструкций кровли или металлического покрытия кровли. При отсутствии металлических покрытий на крыше здания устанавливают стержневые молниеотводы. Открытые РУ и подстанции защищают стержневыми молниеотводами, устанавливаемыми на опорах РУ.

Наличие молниезащиты воздушных линий и подстанций не предотвращает возникновение атмосферных перенапряжений при разрядах молнии вблизи подстанций и линий. Поэтому молниезащита воздушных линий, подстанций и РУ предусматривает установку на линиях, не защищенных тросами по всей длине, трубчатых разрядников, установку в РУ вентилярных разрядников, применение на изоляторах защитных промежутков. Основными аппаратами защиты трансформаторов, электрических устройств и другого электрооборудования подстанции в настоящее время являются ограничители перенапряжений ОПН, состоящие из нелинейных резисторов варисторного типа.

10.4. Защита ограничителями перенапряжений

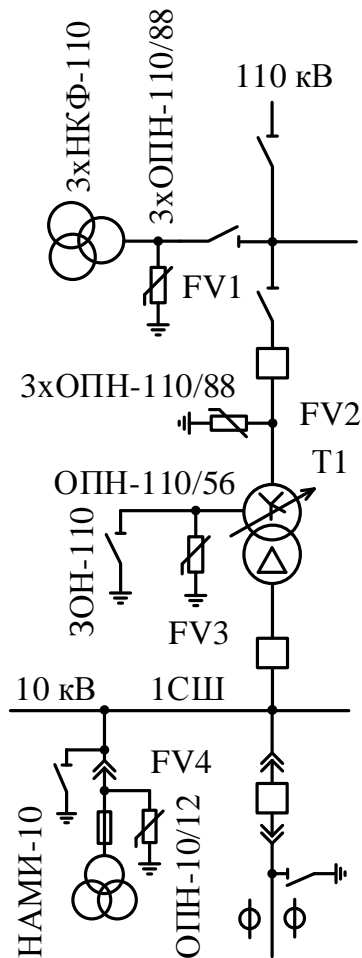


Рис. 10.5. Защита от перенапряжений с помощью ОПН

Атмосферные перенапряжения в элементах системы электроснабжения возникают как при прямом ударе молнии, так и при разрядах молнии в окрестности проводников (индуктированные перенапряжения). Защита от прямых ударов молнии осуществляется молниеотводами. Однако применение молниеотводов полностью не исключает поражения установок молнией. Волны перенапряжений, возникающие на линиях, при ударах молнии, доходят до подстанций (набегающие волны) и могут представлять опасность для изоляции установленного там оборудования. Перекрытие изоляции на подстанции в большинстве случаев означает дуговое короткое замыкание вблизи сборных шин, которое может привести к системным авариям.

Ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН) являются одними из основных элементов подстанции, обеспечивающими защиту оборудования распределительного устройства и линий от коммутационных и грозовых перенапряжений. На подстанциях ОПН устанавливаются непосредственно у защищаемого оборудования – как правило, перед трансформаторами напряжения FV1, силовыми трансформаторами FV2 (рис. 10.5).

В электрической сети напряжением 110 кВ ОПН имеют параметры ОПН-110/88, где 88 кВ – наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение [35].

Для уменьшения токов однофазного короткого замыкания нейтрали некоторых трансформаторов 110 кВ, могут быть временно или постоянно разземлены.

При воздействии волн атмосферных перенапряжений на линейные вводы трансформаторов на нейтрали могут развиваться колебания, приводящие к значительному повышению напряжений над уровнем изоляции нейтрали. Для ограничения этих перенапряжений в нейтраль трансформатора включают ограничитель нелинейных напряжений FV3 с длительно допустимым напряжением на класс ниже напряжения сети – ОПН-110/56 (рис. 10.5).

Для защиты распределительных устройств напряжением 6–10 кВ также устанавливаются ограничители перенапряжений FV4 с параметрами ОПН-6/7,2 или ОПН-10/12 соответственно.

11. ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

11.1. Электробаланс промышленного предприятия

Для повышения эффективности рационального использования электрической энергии (ЭЭ) важное значение имеет объективная оценка анализа режимов электропотребления и электробаланса промышленного предприятия (ПП). Электробаланс отражает «приход» ЭЭ от энергоснабжающей организации и «расход» этой ЭЭ на ПП. Главная цель составления электробаланса – определение степени полезного использования ЭЭ и поиск путей снижения потребления ЭЭ электротехническими установками ПП и потерь ЭЭ в элементах СЭС. Электробаланс может составляться как в целом по предприятию, так и по отдельным производствам или крупным цехам [10, 44].

Структура расходов ЭЭ включает следующие статьи:

1. Прямые расходы ЭЭ на основной технологический процесс, связанные с выпуском продукции (электротермия, электросварка, электролиз, электропривод технологических механизмов и др.).

2. Косвенные расходы ЭЭ на основной технологический процесс, обусловленные несовершенством или нарушением технологических норм (влажная шихта, недогрев слитков при прокате и др.).

3. Расходы ЭЭ на вспомогательные нужды (вентиляция, водо- и тепло-снабжение, подъемно-транспортные механизмы, электротранспорт, электрическое освещение и др.).

4. Потери ЭЭ в элементах СЭС (линиях электропередачи, трансформаторах, реакторах, электродвигателях и др.).

5. Отпуск ЭЭ сторонним потребителям.

Основной интерес представляет определение доли ЭЭ, затрачиваемой на прямые технологические нужды. При составлении электробаланса она всегда находится расчетным путем. Расчёты могут быть выполнены двумя методами. Первый из них предусматривает определение расхода ЭЭ на технологические нужды и всех видов потерь по формулам с использованием нормативных данных оборудования в конкретных условиях эксплуатации. Другой метод – экспериментальный, связанный с проведением специальных испытаний оборудования и измерений всех входящих в расходную часть электробаланса видов потерь. Ввиду громоздкости этот метод в чистом виде не используется.

В настоящее время режимы электропотребления ПП регулируются в основном при помощи специальных режимов работы потребителей и различных организационно-технических и экономических мероприятий, направленных на снижение максимальной активной мощности ПП в часы максимума электроэнергетической системы (ЭЭС). Такое изменение

нагрузок потребителями производится на основе тарифов на ЭЭ, стимулирующих внепиковое потребление ЭЭ.

Мероприятия в зависимости от экономической эффективности разделяют на две группы:

1. Мероприятия, не требующие дополнительных капитальных вложений, внедрение которых должно способствовать оптимизации режима электропотребления. Для разработки и внедрения мероприятий данной группы следует провести организационно-техническую подготовку, связанную с частичным изменением графика работ тех электроприёмников, которые без ущерба для производства можно перевести на работу вне часов максимума нагрузки ЭЭС. К указанной группе мероприятий можно отнести:

а) перенос начала смены на другое время;

б) организацию ремонтных и профилактических работ технологического оборудования в часы максимума нагрузки ЭЭС;

в) полное или частичное отключение отдельных энергоёмких потребителей в часы максимума ЭЭС по заранее разработанным графикам;

г) использование различного рода накопителей (например, задела деталей на машиностроительном заводе и пр.) на отдельных участках технологической схемы, чтобы в часы максимума нагрузок ЭЭС не нарушать непрерывность технологического процесса.

2. Мероприятия, требующие дополнительных капитальных вложений для установки дополнительного оборудования, возмещающего недоотпуск продукции, вызванный отключением ЭЭ.

11.2. Вопросы экономии потерь ЭЭ в СЭС ПП

Потери ЭЭ в СЭС. При передаче и использовании ЭЭ имеют место её потери. Одна часть этих потерь определяется объективными, физическими законами, другая вызвана различными недостатками эксплуатации энергетического и производственного оборудования. Если первая часть потерь не может быть устранена, то другая часть может быть устранена полностью или существенно снижена, что зависит от технических возможностей СЭС ПП и экономической целесообразности.

Потери ЭЭ оказывают существенное отрицательное влияние на технико-экономические показатели СЭС, т. к. их стоимость включается и в приведенные затраты, и в годовые эксплуатационные расходы. Так как любое техническое мероприятие, направленное на снижение потерь, требует дополнительных затрат, необходимо добиваться не максимального снижения, а достижения оптимального (минимального) уровня потерь.

При проектировании и эксплуатации промышленных электрических сетей высокого и низкого напряжения необходимо экономно использовать

ЭЭ в СЭС. Анализ потребления ЭЭ на ПП показывает, что основными направлениями сокращения потерь ЭЭ являются:

- компенсация реактивной мощности с одновременным улучшением качества потребляемой ЭЭ;
- увеличение загрузки трансформаторов с целью достижения максимальной эффективности их использования;
- приближение трансформаторов к приемникам ЭЭ;
- сокращение ступеней трансформации и исключение дополнительного реактирования;
- сокращение потерь непосредственно в трансформаторах;
- внедрение более экономичного силового оборудования и источников света;
- оптимизация режимов работы электрооборудования;
- реконструкция и перевод сетей на повышенное напряжение;
- внедрение диспетчерского управления и автоматизированных систем управления электроснабжением и учета ЭЭ.

Направления снижения потерь ЭЭ в СЭС [10].

1. Усовершенствование схем СЭС ПП. Значительная часть потерь ЭЭ возникает в заводских сетях низкого напряжения. Максимально их сократить можно, если питающие линии глубоких вводов подводить вглубь ПП к разукрупненным подстанциям, расположенным у наиболее крупных электропотребителей. В ряде случаев нужно непосредственно трансформировать ЭЭ с напряжения 35 и 110 кВ на напряжение 0,38 или 0,66 кВ, тем самым ликвидируется дополнительная ступень трансформации, что значительно уменьшает потери ЭЭ.

Суммарная величина потерь ЭЭ в трансформаторах велика, поэтому необходима их модернизация и внедрение экономичных режимов их работы.

Замена вращающихся преобразователей полупроводниковыми статическими с КПД более 95% даёт ощутимую экономию ЭЭ, кроме того, статические преобразователи более надежны и просты в эксплуатации.

Замена асинхронных двигателей синхронными, КПД синхронных двигателей на 2–3 % выше, чем асинхронных. Экономия ЭЭ при замене асинхронных двигателей синхронными ещё более повышается благодаря улучшению коэффициента реактивной мощности узла нагрузки.

2. Повышение напряжения распределительных сетей. В настоящее время в распределительных сетях ПП характерны напряжения 6, 10, 35 кВ. Следует переводить распределительные сети с напряжением 6 кВ на напряжение 10 кВ.

Современный рост электрических нагрузок ставит технический предел использования существующих напряжений СЭС - возрастают отклонения и колебания напряжения.

Использование напряжений 20 и 35 кВ в распределительных сетях позволит не только уменьшить потери в питающих линиях, но и существенно сократить число трансформаций за счет укрупнения трансформаторных подстанций, увеличить пропускную мощность СЭС.

3. Переход на постоянный ток и пониженную частоту. При питании мощных электропотребителей постоянным током или током с пониженной частотой практически исчезают или значительно снижаются отрицательные явления поверхностного эффекта и эффекта близости. Это позволяет резко снизить потери ЭЭ в электрических линиях больших сечений, а также электромагнитные потери в несущих металлоконструкциях.

4. Установление шага номинальных мощностей силовых трансформаторов, равного 1,35. В этом случае должны выпускаться трансформаторы мощностью 100, 135, 180, 240, 320, 420, 560, 750, 1000 кВ·А и т. д. При наличии такой шкалы мощностей трансформаторы легче загружать до величины, близкой к оптимальной. При существующем шаге 1,6 изготавливаются трансформаторы мощностью 100, 250, 400, 630, 1000 кВ·А и т. д. Использование данной шкалы мощностей приводит к снижению загрузки трансформаторов, порой достигающей 0,5 и менее. Соответственно возрастает доля потерь холостого хода трансформатора, что неэкономично.

5. Компенсация реактивной мощности является одним из основных направлений сокращения потерь мощности. Например, ввод источников реактивной мощности приводит к снижению потерь при максимуме нагрузки на 0,1–0,2 кВт на каждый квар вводимой реактивной мощности.

6. Осветительные установки. В различных отраслях промышленности по отношению к общей мощности оборудования установленная мощность осветительных установок колеблется довольно в значительных пределах. Повышение эффективности использования ЭЭ в осветительных установках в значительной степени зависит от экономичных источников света с повышенной световой отдачей – люминесцентных, ртутно-дуговых, светодиодных и других типов ламп. Существенна роль правильного выбора мощности светильников и их правильного размещения. На экономию потерь ЭЭ в светильниках оказывают влияние: внедрение схем автоматического включения и отключения освещения; поддержание номинальных уровней напряжения осветительной сети; своевременная чистка ламп и светильников.

11.3. Методы определения потерь ЭЭ в СЭС

Потери ЭЭ происходят во всех звеньях СЭС: линиях, трансформаторах, реакторах.

Методы определения потерь ЭЭ можно условно подразделить на детерминированные и вероятностно-статические. К детерминированным методам относятся те, в которых на основании какого-либо характерного ре-

жима и соответствующей схемы СЭС определяются значения потерь ЭЭ. К вероятностно-статическим методам относятся методы расчета интегральных характеристик режима СЭС, определенных по вероятностным характеристикам нагрузок.

Рассмотрим основные детерминированные методы, которые нашли широкое применение в практике проектирования и эксплуатации.

Метод среднеквадратичного тока. Метод непосредственно следует из физической природы потерь мощности, которые в элементе сети пропорциональны квадрату полной нагрузки. Потери активной энергии за время T определяются по формуле

$$\Delta W_a = 3 \cdot R \cdot \int_0^T I^2(t) dt = 3 \cdot R \cdot I_{СК}^2 \cdot T \quad (11.1)$$

Для реализации метода требуется снятие суточных графиков тока в элементах СЭС. При отсутствии информации о поведении нагрузки за расчётный период следует пользоваться другими методами, т. к. ошибка в определении среднеквадратичного тока $I_{СК}$ может привести к большой погрешности расчета потерь.

Метод максимальной нагрузки. Данный метод чаще всего используется на стадии проектирования. Потери активной энергии определяются по формуле

$$\Delta W_A = 3 \cdot R \cdot I_{МАКС}^2 \cdot \tau. \quad (11.2)$$

Точность этого метода зависит от точности определения максимальной нагрузки $I_{МАКС}$.

Метод среднегодовой нагрузки. Если известен коэффициент формы годовых графиков нагрузок, связывающий среднеквадратичные и среднегодовые значения нагрузок, то потери ЭЭ можно записать:

$$\begin{aligned} \Delta W_A &= 3 \cdot R \cdot (I_{СГ} \cdot K_{\Phi})^2 \cdot T = 3 \cdot R \cdot \left(\frac{\sqrt{W_A^2 + W_P^2}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot T} \cdot K_{\Phi} \right)^2 \cdot T = \\ &= R \cdot \frac{W_A^2 + W_P^2}{U^2 \cdot T} \cdot K_{\Phi}^2. \end{aligned} \quad (11.3)$$

11.4. Тарифы на электрическую энергию

Реализация ЭЭ является завершающей стадией ее производства. В отличие от других отраслей промышленности здесь имеется следующая специфическая особенность: потребление ЭЭ практически совпадает по времени с её производством и поэтому процесс реализации неотделим от процесса производства. Это привело к необходимости подробной регламентации правил пользования ЭЭ, тарифов на ЭЭ и правил их применения.

Под тарифами понимается система отпускных цен на ЭЭ, дифференцированных для различных групп потребителей. Разработка тарифов базируется на следующих принципах:

1. Возмещение ЭЭС её затрат на производство и распределение ЭЭ и обеспечение определенной прибыли, необходимой для дальнейшего развития энергетики страны и образования фондов экономического стимулирования.

2. Стимулирование повышения экономичности работы ЭЭС и улучшения режима работы электроустановок потребителей.

В настоящее время применяются в основном два вида тарифов: одноставочные и двухставочные. Предусмотрено также в отдельных случаях применение тарифов по периодам (зонам) суток.

Тарифы на ЭЭ, стимулирующие режим работы потребителей с полным или частичным снижением потребления ЭЭ в часы максимума ЭЭС, не только отражают взаимоотношения между поставщиком ЭЭ и её потребителем, но и обеспечивают потребность всего народного хозяйства в ЭЭ при минимуме затрат производителя и потребителя ЭЭ. Потребитель ЭЭ, регулируя режим электропотребления, может улучшить технико-экономические показатели свои и ЭЭС.

Одноставочные тарифы.

Данный тариф определяет плату за 1 кВт·ч, отпущенной потребителю активной ЭЭ

$$\Pi = b \cdot W_A, \text{ руб.} \quad (11.4)$$

где b – тарифная ставка за 1 кВт·ч, руб./(кВт·ч); W_A – количество потребленной активной ЭЭ, кВт·ч.

Одноставочные тарифы стимулируют потребителей сокращать непроизводительный расход ЭЭ, т. к. это приводит к снижению их затрат на ЭЭ. Если потребитель не потребляет ЭЭ в каком-то промежутке времени, то он совсем не несёт расходов по ЭЭ за данный отчетный период. В этом состоит один из недостатков одноставочных тарифов. ЭЭ призвана обеспечить подачу ЭЭ потребителю в любой момент времени и поэтому постоянно держит в рабочем состоянии соответствующую генерирующую мощность и электрические сети, неся при этом издержки энергетического производства. Однако, эти издержки никак не компенсируются рассматриваемыми потребителями. Другим недостатком тарифа является то, что он не побуждает потребителей к выравниванию суточного графика нагрузки ЭЭС и снижению пиков нагрузки в часы её максимума.

Двухставочные тарифы.

Двухставочный тариф оплаты ЭЭ состоит из основной и дополнительной ставок. Основная ставка α , руб./(кВт·мес.), предусматривает плату за каждый кВт договорной (заявленной потребителем) мощности $P_{д.макс}$, участвующей в максимуме нагрузки ЭЭС. Под договорной мощ-

ностью понимается наибольшая активная мощность получасовой продолжительности, потребляемая ПП в часы максимума электрических нагрузок ЭС. Дополнительная ставка β , руб./($\text{kВт}\cdot\text{ч}$), предусматривает плату за потребленную ЭЭ W_A , учтенную счетчиками активной энергии в течение месяца. Общая плата за ЭЭ будет

$$\Pi = \alpha \cdot P_{\text{д,МАКС}} + \beta \cdot W_A. \quad (11.5)$$

Двухставочный тариф в большей степени отвечает структуре себестоимости ЭЭ. Основная ставка предусматривает возмещение потребителями условно постоянных затрат ЭЭС, идущих на развитие электростанций. Дополнительная ставка возмещает условно переменные затраты ЭЭС. Введение двухставочных тарифов обусловлено необходимостью стимулировать потребителей к снижению своей нагрузки, участвующей в максимуме ЭЭС и смещению её на другие часы суток. Применение таких тарифов эффективно на крупных ПП с неравномерным режимом электропотребления, которые располагают возможностями регулировать свой график нагрузки.

В настоящее время планирование потребляемой активной и реактивной мощностей ПП в часы максимума нагрузки ЭЭС осуществляется энергоснабжающей организацией – Энергосбытом. Договорная мощность определяется энергослужбой ПП совместно с Энергосбытом по анализу суточных графиков электрических нагрузок ПП не менее 4–5 предыдущих лет. Договорная мощность фиксируется в договоре ежемесячно и периодически контролируется энергоснабжающей организацией по фактическому средневзвешенному получасовому максимуму нагрузки потребителя $P_{\text{ф}}$. Превышение $P_{\text{ф}}$ над $P_{\text{д,МАКС}}$ ведёт к дополнительному штрафу.

Зонные тарифы.

Энергосистемы заинтересованы в повышении внепикового, главным образом ночного электропотребления, и имеют право дифференцировать тарифы по периодам (зонам) суток. Чаще всего выделяются три зоны: пиковая, полупиковая и базовая. Наибольшая ставка устанавливается для зоны максимальных (пиковых) нагрузок, наименьшая – для зоны базовых (ночных) нагрузок. При этом, ставка для пиковой зоны может в 3–6 раз превышать ставку для ночного времени. Такая форма оплаты позволяет активно стимулировать потребителей к выравниванию графика нагрузки ЭЭС: потребители могут значительно снизить потребление ЭЭ в часы высоких тарифных ставок и повысить потребление в зоне более низких.

Дифференцированные тарифы указываются при заключении договоров с потребителями, которые могут регулировать свое электропотребление по зонам суток – в этом случае применяются специальные счетчики ЭЭ.

11.5. Взаимоотношения энергосистемы с потребителями ЭЭ

Основными функциями и задачами Энергосбыта, связанными с электропотреблением, являются:

- осуществление контроля за рациональным использованием ЭЭ;
- обеспечение контроля за соблюдением потребителями дисциплины по лимитам и режимам электропотребления;
- согласование и распределение месячных лимитов на ЭЭ и потребляемую мощность;
- производство расчетов за потребленную ЭЭ;
- осуществление контроля показателей качества ЭЭ.

Лимиты мощности и электроэнергии. Годовые лимиты потребления ЭЭ по отраслям промышленности и отдельным предприятиям устанавливаются на договорных началах между ПП и Энергонадзором, исходя из планируемого на предстоящий год общего объема производства ЭЭ, плановых заданий по производству продукции и видов работ, норм расхода ЭЭ и заданий по её экономии.

В лимит потребления электроэнергии ПП включаются потери в электросетях, потребление ЭЭ на производственные нужды, освещение, отопление и пр. Отпуск ЭЭ производится в соответствии с месячными лимитами потребления ЭЭ.

Энергосбыт за месяц до начала очередного квартала устанавливает потребителям на каждый месяц этого квартала лимиты договорной мощности $P_{д.макс}$. На случай недостатка ЭЭ и мощности в ЭЭС составляются графики ограничения потребления и отключения ЭЭ. Наряду со значениями договорной мощности $P_{д.макс}$ предприятиям регламентируется максимальное значение получасовой реактивной мощности $Q_{Э1}$ в часы максимума активной нагрузки ЭЭС, а также среднее значение реактивной мощности в часы минимума активной нагрузки ЭЭС $Q_{Э2}$.

Энергосбыт систематически осуществляет контроль за договорной 30-минутной мощностью потребителей и за месячным лимитом ЭЭ. Энергосбыт за нарушение режимов электропотребления взимает с потребителей плату за активную мощность и ЭЭ, израсходованные сверх месячного лимита, в десятикратном размере тарифа. В случае перерыва в подаче ЭЭ из ЭЭС потребителям возмещается в виде штрафа десятикратная стоимость недополученной ЭЭ.

Графики ограничения потребления электроэнергии. Графики ограничения мощностей и потребления ЭЭ составляются для сохранения устойчивости ЭЭС, предотвращения и развития аварий в случае возникновения дефицита мощности и ЭЭ в ЭЭС.

ЭЭС составляет следующие графики ограничений:

1. График ограничения потребления ЭЭ предусматривающий сокращение потребления ЭЭ до 25 % суточного лимита с разбивкой на пять равных очередей.

2. График ограничения мощности, предусматривающий снижение мощности до 20 % заданного предельного потребления мощности в часы максимальных нагрузок ЭЭС с разбивкой на десять равных очередей.

3. График отключения ЭЭ. Применяется при угрозе возникновения аварии в результате образовавшегося дефицита мощности в ЭЭС, а также снижения частоты и напряжения, когда нет времени для введения графика ограничения мощности. График разрабатывается в размере 20 % заданной, предельной мощности в часы максимума ЭЭС с разбивкой на десять равных очередей. В этот график не включаются: производства с непрерывным технологическим процессом; производства, отключение электроснабжения которых может привести к выделению взрывоопасных и ядовитых продуктов; больницы, объекты водоснабжения и пр.

Энергосбыт извещает потребителей о введении графиков на следующие сутки не позднее 14 ч текущих суток с указанием размера, времен начала и окончания ограничения. При необходимости срочного введения в действие графиков ограничения извещение об этом передается потребителям не позднее, чем за 1 час до начала действия ограничения независимо от времени суток.

11.6. Системы учета ЭЭ

Учёт ЭЭ, как и учёт всей другой производимой и потребляемой в стране продукции, является непременным условием планового ведения хозяйства, осуществления хозяйственного расчёта между производителями и потребителями ЭЭ. Правильная организация учета ЭЭ необходима еще и потому, что её производство и потребление практически совпадают во времени и допущенная ошибка в учете ЭЭ не поддается исправлению методом повторного измерения. Она может быть исправлена только косвенным, расчётным путем, однако такой расчет является приближенным, его погрешность несоизмерима с погрешностью применяемых приборов учета. А т. к. ЭЭ используется повсеместно, то количество находящихся в эксплуатации электросчетчиков превышает 100 миллионов.

Учёт ЭЭ предназначен:

- для определения технико-экономических показателей работы ЭЭС и потребителей;
- для расчетов потребителей с энергоснабжающей организацией за потребляемую ЭЭ – *коммерческой или расчётный учёт*;
- для контроля расхода ЭЭ электротехнологическими установками потребителей – *технический учёт*.

Коммерческий учёт используется для:

- контроля за соблюдением плана и режима электропотребления в течение суток и месяца;
- контроля за соблюдением договорной мощности в часы суточных максимумов ЭЭС;
- контроля за режимом работы источников реактивной мощности потребителя;
- снятия суточных графиков нагрузки потребителя.

Технический учёт организуется, прежде всего, для контроля за соблюдением планов электропотребления и удельных норм расхода ЭЭ отдельными цехами, энергоёмкими агрегатами, технологическими процессами. Требования к этому учёту в отношении класса точности счетчиков измерительных трансформаторов тока менее жесткие, чем при коммерческом учёте.

Потребители по условиям электропотребления рассчитываются за ЭЭ по одноставочным и двухставочным тарифам. Для потребителей, рассчитывающихся по одноставочным тарифам с присоединенной мощностью до 1000 кВ·А, организуется коммерческий учет только активной ЭЭ. Все промышленные предприятия и потребители, приравненные к ним с присоединенной мощностью до и более 1000 кВ·А, организует учет как активной, так и реактивной энергии. Дополнительно они осуществляют фиксацию получасового максимума нагрузки предприятия, участвующего в суточных максимумах ЭЭС – рис. 11.1.

По точности учёта ЭЭ счётчики активной энергии делятся на классы точности 0,5; 1,0; 2,0; 2,5; а счетчики реактивной энергии – на классы 1,5; 2,0; 3,0. Класс точности расчётных счетчиков непосредственного включения должен быть для активной энергии не ниже 2,5 и реактивной – 3,0. Для счётчиков, включенных через измерительные трансформаторы, класс точности выше: для активной энергии – не ниже 2,0 и для реактивной – 2,5. Для присоединений большой мощности (10 МВт и более) рекомендуется применять счетчики активной энергии класса точности 0,5 и 2,0 (для силовых трансформаторов 60 МВ·А). В зависимости от вида электрической сети счетчики могут быть: однофазные (СО); трехфазные трехпроводные активной и реактивной энергии (СА3, СР3); трехфазные четырехпроводные соответственно (СА4, СР4).

Все указанные счетчики являются интегрирующими приборами индукционной системы. В настоящее время производится переход на цифровые счётчики ЭЭ. Показания счетчиков пропорциональны проходящей через них мощности и времени.

При двухставочном тарифе применяются трехфазные счетчики с указанием (фиксацией) максимума нагрузки в кВт в заданные часы суток. Они представляют собой обычные счетчики ЭЭ, дополненные устройством фиксации максимума. Запуск устройства производится внешним про-

граммным устройством. При этом фиксируется наибольшее значение получасового максимума из всех имевшихся значений за время замера.

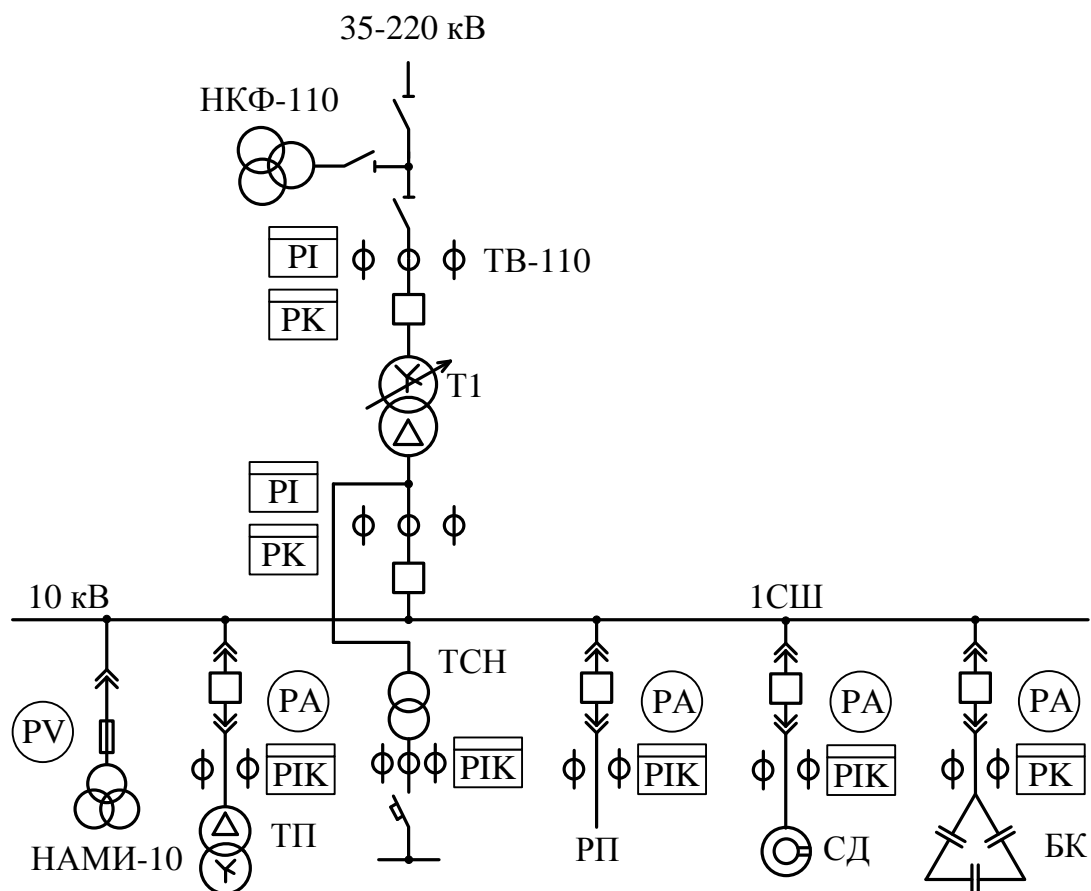


Рис. 11.1. Расстановка приборов учёта электрической энергии на подстанции промышленного предприятия

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Безопасность жизнедеятельности в примерах и задачах: учебное пособие / Г.С. Пожбелко, А.И. Сидоров, А.М. Ершов и др. / Под ред. А.И. Сидорова. – Челябинск: ЧГТУ, 1996. – Ч.IV. – 86 с.
2. Будзко, И.А. Электроснабжение сельского хозяйства / И.А. Будзко, Т.Б. Лещинская, В.И. Сукманов. – М.: Колос, 2000. – 536 с.
3. Веселовский, О.Н. Энергетическая техника и её развитие / О.Н. Веселовский, Я.А. Шнейберг. – М.: Высшая школа, 1976. – 304 с.
4. Вольдек, А.И. Электрические машины / А.И. Вольдек. – Л.: Энергия, 1978. – 832 с.
5. Голоднов, Ю.М. Самозапуск электродвигателей / Ю.М. Голоднов. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 136 с.
6. ГОСТ 32144-2013. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Введ. 2014-07-01. – М.: Стандартинформ, 2014. – 16 с.
7. Ермилов, А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий / А.А. Ермилов. – М.: Энергия, 1983. – 208 с.
8. Ершов, А.М. Внешнее и внутреннее электроснабжение промышленных предприятий / А.М. Ершов, О.А. Петров. – Челябинск: ЧПИ, 1986. – 46 с.
9. Ершов, А.М. Внешнее и внутреннее электроснабжение промышленных предприятий / А.М. Ершов, О.А. Петров. – Челябинск: ЧПИ, 1987. – Ч.2. – 48 с.
10. Ершов, А.М. Внешнее и внутреннее электроснабжение промышленных предприятий / А.М. Ершов. – Челябинск: ЧПИ, 1989. – Ч.3. – 48 с.
11. Ершов, А.М. Качество электрической энергии в системах электроснабжения промышленных предприятий / А.М. Ершов. – Челябинск: ЧГТУ, 1991. – 88 с.
12. Ершов, А.М. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий / А.М. Ершов, О.А. Петров. – Челябинск: ЧПИ, 1989. – Ч.2. – 48 с.
13. Ершов, А.М. Надёжность систем электроснабжения промышленных предприятий / А.М. Ершов. – Челябинск: ЧПИ, 1987. – Ч.1. – 48 с.
14. Ершов, А.М. Надёжность систем электроснабжения промышленных предприятий / А.М. Ершов. – Челябинск: ЧПИ, 1988. – Ч.2. – 48 с.
15. Ершов, А.М. Расчёт электроснабжения промышленных предприятий с помощью ЭВМ ЕС и СМ: учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.М. Ершов, А.Н. Хабаров. Челябинск: ЧПИ, 1984. – 76 с.
16. Ершов, А.М. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 3: Защита электрических сетей напряжением 6–10 кВ:

учебное пособие / А.М. Ершов. – Челябинск: издательский центр ЮУрГУ, 2013. – 161 с.

17. Ершов, А.М. Электроприёмники промышленных предприятий / А.М. Ершов. – Челябинск: ЧПИ, 1990. – 65 с.

18. Ершов, А.М. Электроснабжение промышленных предприятий. Расчет электрических нагрузок: учебное пособие / А.М. Ершов. – Челябинск: ЧПИ, 1985. – 63 с.

19. Железко, Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчётов / Ю.С. Железко. – М.: ЭНАС, 2009. – 456 с.

20. Иванов, В.С. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий / В.С. Иванов, В.И. Соколов. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 336 с.

21. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций / СО 153-34.21.122-2003. – М.: МЭ РФ, 2003. – 29 с.

22. Кацман, М.М. Электрические машины / М.М. Кацман. – М.: Высшая школа, 1990. – 463 с.

23. Киреева, Э.А. Электроснабжение цехов промышленных предприятий / Э.А. Киреева, В.В. Орлов, Л.Е. Старкова. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2003. – 120 с.

24. Ключев, В.И. Теория электропривода / В.И. Ключев. – М.: Энергоатомиздат, 2001. – 704 с.

25. Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов: Учебное пособие / Е.А. Конюхова. – М.: Издательский центр «Академия», 2004. – 320 с.

26. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебник для студентов высших учебных заведений / Б.И. Кудрин. – Интернет Инжиниринг, 2005. – 672 с.

27. Ларионов, В.П. Защита жилых домов и производственных сооружений от молнии / В.П. Ларионов. – М.: Энергия, 1974. – 56 с.

28. Методические указания по защите распределительных электрических сетей напряжением 0,4–10 кВ от грозовых перенапряжений. – М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2004. – 34 с.

29. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие для вузов / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

30. Овчаренко, А.С. Повышение эффективности электроснабжения промышленных предприятий / А.С. Овчаренко, Д.И. Розинский. – Киев: Техника, 1989. – 287 с.

31. Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: учеб. пособие / Г.Н. Ополева. – М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2006. – 480 с.

32. Осипов, О.И. Частотно-регулируемый электропривод / О.И. Осипов. – М.: Издательство МЭИ, 2004. – 80 с.
33. Петров, О.А. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий / О.А. Петров. – Челябинск: ЧПИ, 1986. – 49 с.
34. Петров, О.А. Режимы нейтрали электрических сетей систем электроснабжения промышленных предприятий: учебное пособие / О.А. Петров, А.М. Ершов. – Челябинск: ЧПИ, 1990. – 67 с.
35. Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе. – М.: ОАО «Россети», 2013. – 196 с.
36. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок: утв. приказом Минтруда РФ от 24.07.2013 № 328н. – Екатеринбург: ИД «Урал-ЮрИздат», 2014. – 240 с.
37. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Энергосервис, 2003. – 276 с.
38. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации – М.: Энергосервис, 2003. – 367 с.
39. Правила устройства электроустановок / М-во энергетики Российской Федерации. – 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 750 с.
40. Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. № 380 «О порядке расчёта значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии».
41. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий: Нормы технологического проектирования НТП ЭПП-94. – М.: ВНИПКИ «Тяжпромэлектропроект», 1994. – 37 с.
42. Ристхейн, Э.М. Электроснабжение промышленных предприятий / Э.М. Ристхейн. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 424 с.
43. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – М.: Издательский центр «Академия», 2007. – 448 с.
44. Самойлов, М.В. Основы энергосбережения; Учебное пособие / М.В. Самойлов, В.В. Паневчик. – Минск.: БГЭУ, 2002. – 198 с.
45. Справочная книга по светотехнике / Под ред. Ю.Б. Айзенберга. – М.: Знак, 2006. – 972 с.
46. Справочник по проектированию электроснабжения. Электроустановки промышленных предприятий / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
47. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 454 с.
48. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: Изд-во ИЦ ЭНАС, 2006. – 352 с.

49. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / Под ред. И.А. Баумштейна, С.А. Бажанова. – М.: 1989. – 768 с.
50. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: Т.1. Электроснабжение / Под общ. ред. А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 568с.
51. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: Т.2. Электрооборудование / Под общ. ред. А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 592 с.
52. Справочник по энергоснабжению и электрооборудованию промышленных предприятий и общественных зданий / под общ. ред. профессоров МЭИ (ТУ) С.И. Гамазина, Б.И. Кудрина, С.А. Цырука. – М.: Издательский дом МЭИ, 2010. – 745 с.
53. Справочник электрика / Под ред. Э.А. Киреевой и С.А. Цырука. – М.: Колос, 2007. – 464 с.
54. Сыромятников, И.А. Режимы работы асинхронных и синхронных электродвигателей / И.А. Сыромятников. – М.: Энергия, 1977. – 216 с.
55. Устройство плавного пуска и торможения Altistart 22/ Руководство пользователя. – М.: Schneider Electric, 2010. – 84 с.
56. Федоров, А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий / А.А. Федоров, В.В. Каменева. – М.: Энергия, 1984. – 472 с.
57. Федоров, А.А. Электроснабжение промышленных предприятий / А.А. Фёдоров, Э.М. Ристхейн. – М.: Энергия, 1981. – 360 с.
58. Харламова, Т.Е. История науки и техники. Электроэнергетика. Учебное пособие / Т.Е. Харламова. – СПб.: СЗТУ, 2006. – 126 с.
59. Электрические нагрузки промышленных предприятий / С.Д. Волобринский, Г.М. Каялов, П.Н. Клейн, Б.С. Мешель. – Л.: Энергия, 1971. – 264 с.
60. Электроприводная техника. – Чебоксары: ОАО «ВНИИР»; М.: «АБС Электро», 2016. – 36 с.
61. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: Издательство МЭИ, 2005. – 964 с.