



**Министерство образования и науки РФ
Рубцовский индустриальный институт (филиал)
ФГБОУ ВПО «Алтайский государственный технический
университет им. И.И. Ползунова»**

О.П. Балашов

Электроснабжение

Учебное пособие для студентов, обучающихся по направлению
140400 «Электроэнергетика и электротехника» всех форм обучения

Рубцовск 2014

УДК 621.31

Балашов О.П. Электроснабжение: Учебное пособие для студентов, обучающихся по направлению 140400 «Электроэнергетика и электротехника» всех форм обучения /Рубцовский индустриальный институт. – Рубцовск, 2014. - 126 с.

В учебном пособии даны сведения об электроприемниках, приведены методы расчетов электрических нагрузок производственных зданий. Даны рекомендации по проектированию электрических сетей, выбору аппаратов защиты низкого напряжения. Рассмотрены выбор трансформаторных подстанций, их схемы включения и компоновки. Большое внимание уделено компенсации реактивной мощности в сетях промышленных потребителей, расчету токов короткого замыкания в низковольтных сетях и режиму работы нейтрали электроустановок до 1000 В.

Рассмотрено и одобрено на заседании научно - методического совета Рубцовского индустриального института

Протокол № 5 от 24.06.2014

Рецензент:

главный энергетик РФ ОАО «Алтайвагон»

В.А. Дорошев

© Рубцовский индустриальный институт, 2014

ОГЛАВЛЕНИЕ

1 ОСНОВЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	5
1.1 История развития электроснабжения.....	5
1.2 Общие термины и определения систем электроснабжения.....	6
1.3 Характерные группы электроприемников.....	8
1.4 Классификация электроприемников.....	13
1.5 Показатели, характеризующие параметры электроприемников.....	17
2 КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	18
2.1 Показатели качества электрической энергии.....	18
2.2 Влияние качества электроэнергии на работу электроприемников.....	20
2.3 Пути снижения несимметрии и несинусоидальности.....	24
2.4 Регулирование напряжения в системах электроснабжения.....	25
3 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ.....	28
3.1 Электрические нагрузки и графики потребления электроэнергии.....	28
3.2 Показатели, характеризующие режим работы приемников.....	33
3.3 Определение расчетной нагрузки.....	37
3.3.1 Определение расчетной нагрузки по установленной мощности и коэффициенту спроса.....	37
3.3.2 Определение расчетной нагрузки по средней мощности и коэффициенту формы.....	38
3.3.3 Определение расчетной нагрузки по удельному расходу электроэнергии на единицу продукции.....	39
3.3.4 Определение расчетной нагрузки по удельной нагрузке на единицу производственной площади.....	39
3.3.5 Метод расчетных коэффициентов.....	40
3.4 Определение расчетных электрических нагрузок на различных ступенях системы электроснабжения.....	41
3.5 Общие рекомендации по выбору метода определения расчетных нагрузок.....	45
3.6 Определение расчетных нагрузок с учетом однофазных приемников.....	45
3.7 Определение пиковых нагрузок.....	47
3.8 Классификация помещений по характеру среды и опасности поражения электрическим током.....	48
4 КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ.....	49
4.1 Выбор рационального напряжения для питания электроприемников.....	49
4.2 Схемы цеховых электрических сетей.....	51
4.3 Конструктивное исполнение цеховых электрических сетей.....	55
4.4 Защитная аппаратура цеховых сетей.....	63
4.4.1 Плавкие предохранители.....	64
4.4.2 Автоматические выключатели.....	66
4.4.3 Устройство защитного отключения (УЗО).....	69
4.4.4 Электронные блоки управления и защиты электроприемников.....	75

4.5	Выбор сечения проводников в электрических сетях	80
4.6	Выбор аппаратов защиты и проводников низкого напряжения	83
5	ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗДАНИЙ	86
5.1	Общие требования к силовым трансформаторным подстанциям	86
5.2	Трансформаторные подстанции и схемы их подключения	89
6	КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	97
6.1	Необходимость компенсации реактивной мощности	97
6.2	Способы и средства снижения потребления реактивной мощности	99
6.3	Расчет мощности компенсирующих устройств	104
7	РАСЧЕТЫ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1000 В	107
8	ЗАЗЕМЛЕНИЕ И СИСТЕМЫ НЕЙТРАЛИ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1000 В	113
8.1	Заземление в электроустановках	113
8.2	Режимы работы нейтралей в электроустановках	119
8.3	Режимы работы нейтралей в электроустановках и сетях до 1000 В	119
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	126

1 ОСНОВЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

1.1 История развития электроснабжения

Первые сведения об использовании электроэнергии относятся к III веку до нашей эры. В 250 г. до нашей эры у парфян были в применении медно-железные гальванические элементы с электролитом из винной, уксусной или лимонной кислоты. Его ЭДС составляла около 0,8 В, а получаемый ток достаточен для гальванического золочения.

Первым источником электроэнергии нашей эры стал электростатический генератор, изобретенный в 1663 г. Отто фон Герике. Из-за малой мощности таких генераторов (до 1 Вт) их практическое применение в энергетических целях было невозможно.

Новый этап развития электротехники начался с изобретения в 1799 г. гальванического элемента итальянским физиком Алессандро Вольта. Путем различного соединения этих элементов в батарее можно было получить токи до нескольких ампер при напряжениях от 1 В до 2 кВ. После этого изобретения начались бурные исследования и открытия в электротехнике.

В 1802 г. русский физик Василий Владимирович Петров открыл электрическую дугу – явление, на котором основаны дуговые разрядные лампы, электросварка и электродуговая плавка.

В 1832 г. по идее и заказу французского физика Андре Мари Ампера парижский приборостроитель Ипполит Пикси изготовил первый электромашинный генератор, который мог быть снабжен коммутатором (для получения постоянного тока) или работать без него (для получения переменного тока). Этот генератор, приводимый в движение еще вручную, не только положил начало развитию электрических машин, но и ознаменовал собой новый этап в электроснабжении.

В 1842 г. английский предприниматель Джон Стивен Вулрич соединил генератор постоянного тока через ременную передачу с паровой машиной и использовал для питания промышленных гальванических ванн. Этот год считают годом рождения электроснабжения промышленных установок. Новая технология вместе со своими специализированными установками электропитания быстро распространилась, и уже в 1847 г. в одной только Англии насчитывалось восемь фабрик, главным образом для серебрения.

В 1842 г. началось практическое развитие и электрического освещения – появились первые годные для применения дуговые лампы.

В 1879 г. Эдисон сформулировал программу развития электроснабжения, которая актуальна и сегодня. Программа включала в себя ряд задач:

- проектирование мощных генераторов, присоединенных к питанию параллельно включенных электроприемников;

- развитие рациональной системы распределения электроэнергии, обеспечивающей необходимый уровень и постоянное напряжение у всех подключенных к сети электроприемников;
- обеспечение надежной конструкции проводников и рациональных способов их прокладки;
- проектирование защиты элементов системы электроснабжения от коротких замыканий (КЗ);
- разработка простых и безопасных в обращении установочных выключателей, ламповых патронов и т.п.;
- поиск способов регулирования напряжения генератора;
- создание приборов учета отпускаемой электроэнергии;
- организация системы стандартизации параметров и размеров ламп, электрических аппаратов, деталей проводки и т.п.

С программы Эдисона берет свое начало прикладная наука об электроснабжении.

В России электрификация промышленности и других отраслей народного хозяйства шла без государственной координации, и только в 1916 г. секцией электротехники Русского технического общества стали обсуждаться вопросы планирования энергетики, использования энергоресурсов страны и т.п. Отношение к вопросам электрификации изменилось после революции, когда электрификация страны стала пониматься как одно из основных условий построения социалистического общества. Весной 1918 г. началось сооружение первенцев советской энергетики – Волховской, Свирской и Шатурской электростанций. В 1920 г. была основана Государственная комиссия по электрификации России (ГОЭЛРО) во главе с Г.М. Кржижановским. За короткий срок был разработан план электрификации и преобразования народного хозяйства.

1.2 Общие термины и определения систем электроснабжения

Энергетической системой (энергосистемой) называют совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима в процессе производства, преобразования, распределения и потребления электрической и тепловой энергии.

Электроэнергетической системой называется электрическая часть энергосистемы и питающиеся от нее приемники электрической энергии, объединенные общностью процесса производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии.

Приемником электрической энергии (электроприемником, ЭП) называется аппарат, агрегат, механизм, предназначенный для преобразования электрической энергии в другой вид энергии. Примеры ЭП: источник света – лампа (ртутная, накаливания, люминесцентная и др.), электродвигатель, сварочные генератор или трансформатор и т.п.

Производственным потребителем электрической энергии называется электроприемник или группа электроприемников, объединенных технологическим процессом и размещающихся на определенной территории.

Бытовой потребитель электроэнергии – это предприятие, организация, территориально обособленный цех, строительная площадка, квартира, у которых приемники электрической энергии присоединены к электрической сети и используют электрическую энергию.

Приведенные выше определения потребителей электрической энергии рассмотрены в техническом аспекте. Тогда как с точки зрения организации купли-продажи электрической энергии, *потребитель* – физическое или юридическое лицо, осуществляющее пользование электрической энергией (мощностью).

Электроустановками (ЭУ) называются совокупности машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования, предназначенные для производства, преобразования, передачи, накопления, распределения электрической энергии или преобразования ее в другие виды энергии.

Электрическим распределительным устройством называется ЭУ, служащая для приема и распределения электроэнергии на одном напряжении и содержащая аппараты, вспомогательные устройства (компрессорные, аккумуляторные и др.) и соединяющие их элементы, а также устройства защиты, автоматики и измерительные приборы.

Электрическая подстанция – электроустановка, предназначенная для преобразования электрической энергии одного напряжения в энергию другого напряжения с помощью трансформатора и распределения электроэнергии потребителям. Различают трансформаторные и преобразовательные подстанции.

Электрической сетью называется совокупность ЭУ для приема, преобразования, передачи, накопления и распределения электрической энергии, состоящая из электрических подстанций и распределительных пунктов, токопроводов, воздушных и кабельных линий электропередачи, накопителей электрической энергии, работающих на определенной территории (район, населенный пункт, предприятие, организация и т.п.)

Электрическая сеть с заземленной нейтралью – это сеть, содержащая оборудование, нейтрали которого, все или часть из них, соединены непосредственно или через устройство с малым сопротивлением с землей.

Электрическая сеть с изолированной нейтралью – это сеть, содержащая оборудование, нейтрали которого не присоединены к заземляющим устройствам или присоединены к ним через устройства измерения, защиты, сигнализации с большим сопротивлением.

Независимый источник питания (ИП) – источник питания, на котором сохраняется напряжение в послеаварийном режиме в регламентированных пределах при исчезновении его на другом или других источниках питания.

К числу независимых источников питания относятся две секции или системы шин одной или двух электростанций и подстанций при соблюдении следующих условий:

1) каждая из секций или систем шин, в свою очередь, имеет питание от независимого источника питания;

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

Электроснабжением называется обеспечение потребителей электрической энергией.

Системой электроснабжения (СЭС) называется совокупность ЭУ, предназначенных для обеспечения потребителей электрической энергии.

В СЭС различают два субъекта взаимоотношений:

- энергосбытовые компании,
- потребитель энергии (абонент).

В распоряжении потребителей находится, как правило: основная часть распределительных электрических сетей, начиная от главной понизительной подстанции (ГПП) до отдельных ЭП, основная часть ЭП и небольшое число источников питания. К электрическому хозяйству также относятся объекты управления системой электроснабжения, а также объекты для его технического обслуживания и ремонта.

СЭС обычно состоит из питающих и распределительных линий электропередачи (ЛЭП), понижающих, распределительных, трансформаторных, преобразовательных подстанций и установок. Один из возможных вариантов упрощенной структурной схемы СЭС представлен на рисунке 1.1.

1.3 Характерные группы электроприемников

Технологическая система и СЭС связаны между собой единым процессом производства, передачи, распределения и преобразования электроэнергии и поэтому имеют территориальные, структурные и функциональные связи. Связующим звеном между ними являются многочисленные и разнообразные электроприемники и потребители. Основную массу ЭП можно разбить по назначению на следующие группы:

1) *силовые общепромышленные установки;*

а) *установки технологических машин и механизмов;*

б) *подъемно-транспортные устройства;*

2) *электродвигатели производственных механизмов;*

3) *электрические осветительные установки;*

4) *преобразовательные установки* – используются для преобразования трехфазного переменного тока частотой 50 Гц в трех- или однофазный переменный ток пониженной, повышенной и высокой частоты или в постоянный ток;

ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ

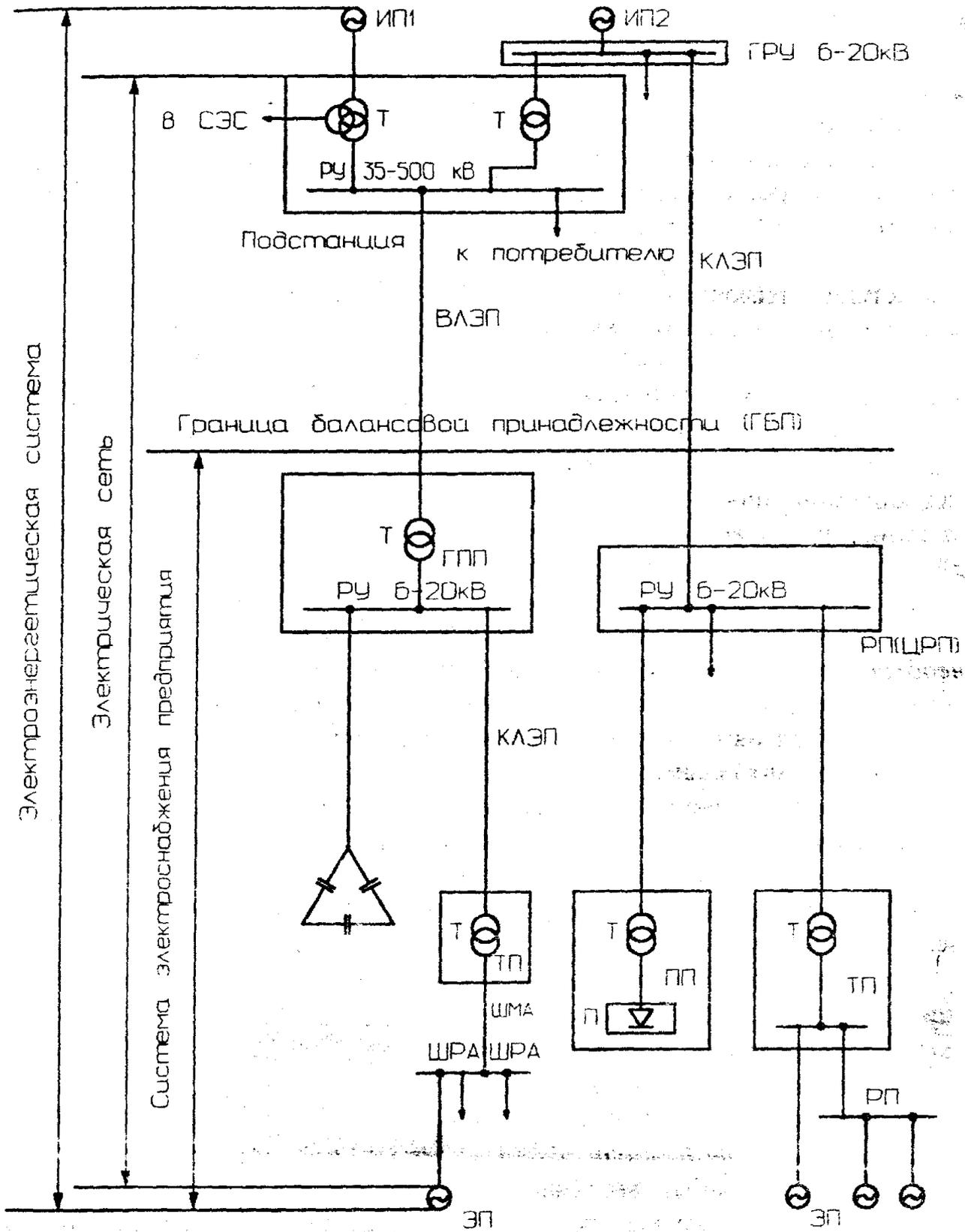


Рисунок 1.1 – Упрощенная структура схемы электроснабжения предприятия

5) *электротехнологические установки (ЭТУ)* – установки, в которых электрическая энергия или энергия электрического, магнитного или электромагнитного полей воздействует непосредственно на предметы труда в целях получения новых веществ (расщепления, синтез), изменения агрегатного состояния, структуры или состава вещества, изменение размеров, формы, отделки поверхности обрабатываемых изделий. К ним относятся:

а) *электротермические установки и электрические печи, электролизные, ультразвуковые;*

б) *электросварочные установки;*

в) *установки для электрофизической и электрохимической размерной обработки и электронно-ионной технологии.*

Установки технологических машин и механизмов представляют собой двигатели компрессоров, вентиляторов и насосов, работающих в продолжительном режиме. В зависимости от мощности напряжение питания составляет – от 0,22 до 10 кВ. Мощность таких установок изменяется в очень широком диапазоне от долей единицы до тысяч киловатт. Питание двигателей производится током промышленной частоты 50 Гц. Характер нагрузки, как правило, ровный, особенно для мощных установок. Перерыв в электроснабжении чаще всего недопустим и может повлечь за собой опасность для жизни людей, серьезное нарушение технологического процесса или повреждение оборудования. Например, прекращение подачи сжатого воздуха на машиностроительном заводе, где режущий инструмент крепится при помощи пневматических устройств, может вызвать ранения обслуживающего персонала. Прекращение электроснабжения насосной станции на металлургическом заводе может вывести из строя такую ответственную установку, как доменная печь, и причинить крупные убытки. В ряде цехов прекращение питания двигателей вентиляторов может вызвать массовые отравления работающего персонала. Установки относятся, как правило, ко 2-й категории надежности электроснабжения и частично к потребителям 1-й категории.

Потребители создают нагрузку равномерную и симметричную по всем трем фазам. Толчки нагрузки имеют место только при пуске. Коэффициент мощности достаточно стабилен и обычно имеет значение 0,8 – 0,85.

Для электропривода крупных насосов, компрессоров и вентиляторов в большинстве применяют синхронные двигатели, работающие с опережающим коэффициентом мощности.

Подъемно-транспортные механизмы – это устройства, служащие для вертикального и горизонтального перемещения грузов. К ним относятся краны, кран-балки, тельферы, передаточные тележки, работающие в повторно-кратковременном режиме. Для этих устройств характерны частые толчки нагрузки. В связи с резкими изменениями нагрузки коэффициент мощности также изменяется в значительных пределах, в среднем от 0,3 до 0,8. По бесперебойности питания эти устройства должны быть отнесены (в

зависимости от места работы и установки) к потребителям 2-й категорий и частично к 1-й категории в зависимости от производств. В подъемно-транспортных устройствах применяется как переменный (50 Гц), так и постоянный ток. В большинстве случаев нагрузку от подъемно-транспортных устройств на стороне переменного тока следует считать симметричной по всем трем фазам.

На всех кран-балках и тельферах устанавливают двигатели с короткозамкнутым ротором, а на мостовых кранах – двигатели с фазным ротором, за исключением двигателей небольшой мощности для передвижения тележки и моста, которые могут приниматься с короткозамкнутым ротором.

Электродвигатели производственных механизмов. Этот вид приемников встречается на всех промышленных предприятиях для электропривода современных станков. Мощность двигателей разнообразна и изменяется от долей до сотен киловатт и больше. В станках, где требуются высокие частоты вращения и регулирование ее, применяются двигатели постоянного тока, питающиеся от выпрямительных установок. Напряжение сети 660 – 380/220 В с частотой 50 Гц. Коэффициент мощности колеблется в широких пределах в зависимости от технологического процесса. По надежности электроснабжения эта группа приемников относится, как правило, ко 2-й категории или 3-й категории. Однако имеется ряд станков, где перерыв в питании недопустим по условиям техники безопасности (возможны травмы обслуживающего персонала) и по причине возможной порчи изделий, особенно при обработке крупных дорогостоящих деталей.

Электрические осветительные установки. Электрические лампы представляют собой однофазную нагрузку, однако благодаря незначительной мощности приемника (обычно не более 2 кВт) в электрической сети при правильной группировке осветительных приборов можно достичь достаточно равномерной нагрузки по фазам (с несимметрией не более 5-10%).

Освещение имеет равномерный характер, но ее значение существенно изменяется в зависимости от времени суток, года и географического положения объекта. Коэффициент мощности ламп накаливания равен 1, а для газоразрядных ламп - 0,5-0,6. Для освещения производственных помещений применяются лампы с номинальным напряжением не выше 220 В. Поэтому в осветительных установках при напряжении 380/220 В обязательным условием является глухое заземление нейтрали.

Электрическое освещение может вызывать определенные электросетевые проблемы, связанные с применением газоразрядных ламп вместо ламп накаливания. Вольт-амперные характеристики этих ламп нелинейны, и, кроме того, они чувствительны к кратковременным перерывам электроснабжения. Зажигание ламп высокого давления после восстановления питания длится несколько минут и сопровождается повторяющимися коммутационными перенапряжениями и длительными пусковыми токами. Но малая доля электрического освещения в промышленном электропотреблении не

создает им серьезных трудностей. В настоящее время эти лампы могут быть переведены на высокочастотное питание через индивидуальные преобразователи частоты, что улучшает не только светотехнические, но и энергетические показатели осветительных установок.

Электротехнологические установки. Из электротехнологических установок наибольшие проблемы вызывают *дуговые электрические печи* из-за своей большой мощности (до десятков мегаватт), нелинейности и низкого коэффициента мощности, так как возникают во время работы толчки активной и реактивной мощности, колебание напряжения. Особые проблемы вызывают однофазные дуговые печи, приводящие к несимметричным нагрузкам. Другая разновидность электрических печей – *печи сопротивления*, являются линейными, а при большой мощности – симметричными трехфазными электроприемниками с высоким коэффициентом мощности. Практически не имея кратность пускового тока, нечувствительность к колебаниям и несинусоидальности напряжения, к кратковременным перерывам питания, они не создают проблем при электроснабжении. Особых проблем не вызывают также *индукционные и электронно-лучевые* печи, питаемые через полупроводниковые преобразователи. Электротермические установки в отношении обеспечения надежности электроснабжения, относят к электроприемникам 2-й и 3-й категорий.

Аналогичные проблемы имеют и электросварочные установки. *Электросварочные установки* как приемники делятся на установки, работающие на переменном и постоянном токе. Технологически сварка может быть дуговой или контактной, по способу производства работ делится на ручную, автоматическую и полуавтоматическую.

Для дуговой сварки на переменном токе применяются однофазные сварочные трансформаторы. В последнее время идет тенденция к применению сварки постоянным током с питанием сварочной дуги через специальные выпрямители. Это позволяет повысить качество сварки и сэкономить электроэнергию за счет снижения ее потерь в регулировочно-питающем устройстве и добиться симметричной трехфазной нагрузки с высоким коэффициентом мощности. Источником постоянного тока при сварке служат сварочные выпрямители типа ВД и сварочные преобразователи–агрегаты типа ПС. Сварочный выпрямитель состоит из трансформатора с устройством для регулирования тока и силового мостового выпрямителя. Сварочные преобразователи делятся на агрегаты с приводом от асинхронного электродвигателя и с приводом от двигателя внутреннего сгорания, которые приводят во вращение сварочный генератор постоянного тока. Мощность сварочных трансформаторов составляет 12-500 кВ·А, преобразователей 14-230 кВ·А, номинальная продолжительность включения 60-100% для многопостовых агрегатов, а для однопостовых агрегатов – до 20 - 40%.

Для автоматической дуговой сварки под слоем флюсов или в защитной газовой среде используют как трансформаторы, так и преобразователи.

Сварочные агрегаты для контактной сварки (стыковой, точечной, шовной и т.п.) чаще всего используются однофазные мощностью до 900 кВ·А. Продолжительность включения агрегатов стыковой и точечной сварки 12-20%, а шовной – обычно 50%.

Гальванические установки. Наибольшее применение в машиностроительной промышленности находит процесс электрохимического покрытия металлом другого металла для повышения износостойкости изделия или придания ему декоративного вида.

Распространенные способы металлопокрытий: цинкование, никелирование, хромирование, кадмирование, меднение, лужение, свинцевание, серебрение, золочение.

Напряжение электрического тока на ваннах не превышает 12 В. Однако при анодном окислении алюминия в серной кислоте требуется напряжение до 15 В, в хромовой кислоте – до 60 В, а при некоторых процессах покрытий – даже до 110 В. Требуемый ток при осаждении металлов достигает нескольких тысяч, а в отдельных установках – десятков тысяч ампер. Все процессы покрытия металлами требуют регулирования тока (или плотности тока), а некоторые процессы первоначально протекают на аноде или катоде, а заканчиваются при измененной полярности.

1.4 Классификация электроприемников

Классификацию приемников электроэнергии осуществляют по следующим основным эксплуатационно-техническим признакам:

- 1) по функционально-территориальному признаку (агрегат, линия, участок, установка, цех, предприятие);
- 2) по величине необходимого напряжения на зажимах ЭП;
- 3) по роду тока и фазности;
- 4) по необходимой степени надежности электроснабжения;
- 5) по режимам работы.

Согласно ПУЭ электротехнические установки, потребляющие электроэнергию, подразделяются на электроустановки напряжением до 1000 В (низковольтные) и электроустановки напряжением выше 1000 В (высоковольтные).

Электроустановки напряжением до 1000 В выполняются как с глухо заземленной, так и с изолированной нейтралью, а установки постоянного тока – с глухо заземленной и изолированной нулевой точкой, в зависимости от требований по безопасности работ.

Электрические установки напряжением выше 1000 В делятся на установки:

- 1) с изолированной нейтралью (напряжением до 35 кВ);
- 2) с компенсированной нейтралью (напряжением до 35 кВ);
- 3) с эффективно-заземленной нейтралью (напряжение 110 кВ);
- 3) с глухо заземленной нейтралью (напряжение 220 кВ и выше).

Для электроснабжения используются следующие стандартные напряжения:

- при переменном однофазном токе – 0,22 кВ, 0,38 кВ;
- при постоянном токе – 110 В, 220 В, 440 В;
- при переменном трехфазном токе – 0,4 кВ, 0,66 кВ, 6 кВ; 10 кВ, реже 20 и 35 кВ, печные трансформаторы изготавливаются напряжением 6 – 35 кВ и даже 110 кВ.

Частота напряжения ЭП. Основная промышленная частота в России – 50 Гц (в США, Японии и ряде стран – 60 Гц). Для специальных ЭП применяются также

1) *пониженная частота* – 0,2 – 40 Гц (электромагнитное перемешивание металла в печах, контактная сварка, асинхронный электропривод с регулированием скорости вращения и др.);

2) *повышенная частота* – более 50 Гц до 10 кГц (электропривод деревообрабатывающих станков, электрифицированный инструмент, установки индукционного нагрева и др.);

3) *высокая частота* – выше 10 кГц (установки индукционного поверхностного и диэлектрического нагрева и др.).

Важным показателем является *род тока* ЭП. При решении выборе рода тока (переменного или постоянного) для питания ЭП учитывают следующее:

1) На электростанциях России вырабатывается только трехфазный переменный ток. Постоянный ток промышленные предприятия получают от различных преобразователей, мощность которых в единицу в настоящее время достигает нескольких десятков МВт. Редко постоянный ток получают от аккумуляторных батарей.

2) Системы электроснабжения постоянного тока значительно дороже аналогичных на переменном токе.

3) Решающим фактором при выборе рода тока являются требования технологии производства: электролиз; электропривод, требующий регулирования скорости в широких диапазонах, частых пусков, реверсов, ускорения, замедления, торможения, точных остановок на ползучей скорости, большие начальные моменты могут быть осуществлены только с применением постоянного тока.

Усовершенствование приводов переменного тока в настоящее время позволил более широко использовать переменный ток, как экономически выгодный. Централизованное снабжение постоянным током сохранилось только на предприятиях черной и цветной металлургии, на электрифицированном транспорте.

По требуемой степени надежности питания электроприемники согласно ПУЭ подразделяются на следующие категории.

ЭП первой категории – это ЭП, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, угрозу для безопасности государства, значительный экологический ущерб, расстройство сложного

технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства и объектов связи.

Из состава ЭП первой категории выделяется *особая группа* ЭП, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, пожаров и взрывов.

ЭП второй категории – ЭП, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, значительным материальным ущербам, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей.

ЭП третьей категории – все остальные электроприемники, не подпадающие под определения первой и второй категорий.

Электроприемники первой категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения может быть допущен лишь на время автоматического включения резерва (АВР).

Удельный вес нагрузок потребителей первой категории в большинстве отраслей промышленности невелик, за исключением химических и металлургических производств. Например, на нефтехимических заводах и заводах синтетического каучука нагрузка потребителей первой категории составляет 75-80 % суммарной расчетной нагрузки предприятия.

Для электроснабжения особой группы ЭП первой категории должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника питания. В качестве третьего независимого ИП для особой группы ЭП и в качестве второго независимого ИП для остальных ЭП первой категории могут быть использованы местные электростанции, электростанции энергосистемы, предназначенные для этих целей агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи и т.п. К особой группе ЭП первой категории относятся электродвигатели задвижек и запорной арматуры, приводы компрессоров, вентиляторов, насосов, подъемных машин на подземных рудниках, обеспечивающих своевременную эвакуацию людей, а также аварийное освещение в некоторых производствах. На некоторых предприятиях прекращение вентиляции помещений может вызвать опасную концентрацию горючих или токсичных газов, останов насосов может привести к пожару или взрыву.

ЭП второй категории в нормальных режимах должны обеспечивать электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих ИП.

Для ЭП второй категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Электроснабжение ЭП третьей категории может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают 1 сутки.

Практика эксплуатации СЭС промышленных предприятий показывает, что наиболее надежными являются системы электроснабжения, содержащие минимальное количество коммутационных аппаратов (выключателей, разъединителей и т.п.), смонтированных с высоким качеством, при своевременности выполнения профилактических ремонтов и замены устаревшего электрооборудования. На надежность СЭС влияют соответствие пропускной способности элементов сети нагрузкам потребителей; использование перегрузочной способности сети, схемы соединения элементов сети; наличие чувствительных, быстродействующих и селективных защит; наличие или отсутствие в энергосистеме дефицита мощности и запасных резервных элементов; четкость всей структуры управления предприятием и другие факторы.

ЭП и аппараты по условиям их нагрева токами могут иметь следующие режимы работы:

1) *продолжительный режим*, в котором электрические машины и аппараты могут работать длительное время, причем превышение температуры отдельных частей машины не выходит за пределы, устанавливаемые нормативными документами;

2) *кратковременный режим*, при котором рабочий период не настолько длителен, чтобы температуры отдельных частей машины могли достигнуть установившегося значения, период же остановки машины настолько длителен, что машина успевает охладиться до температуры окружающей среды;

3) *повторно-кратковременный режим (ПКР)*, при котором температура аппарата или машины повышается во время работы и снижается во время пауз, но при охлаждении части ЭП не достигают температуры окружающей среды, однако общий нагрев не превосходит допустимого предела.

Для электродвигателей подъемно-транспортных механизмов, сварочных агрегатов и ряда других ЭП ПКР характеризуется продолжительностью включения (ПВ) в % или долях единицы:

$$ПВ\% = \frac{t_B}{t_{Ц}} \cdot 100, \text{ или } ПВ = \frac{t_B}{t_{Ц}}, \quad (1.1)$$

где t_B – длительность включения;

$t_{Ц} = t_B + t_{ПАУЗЫ}$ – длительность цикла.

Для ЭП, работающих в ПКР, установлены стандартные значения ПВ%: 15, 25, 40, 60.

Анализ режимов работы потребителей электроэнергии промышленных предприятий показывает, что в продолжительном режиме работает большинство электродвигателей, обслуживающих основные технологические агрегаты и механизмы. Длительно, без отключения, от нескольких часов до

нескольких смен подряд, с достаточно неизменной или маломеняющейся нагрузкой работают электроприводы вентиляторов, насосов, компрессоров, преобразователей, механизмов непрерывного транспорта и т.п.

Длительно, но с переменной нагрузкой и кратковременными отключениями, за время которых электродвигатель не успевает охладиться до температуры окружающей среды, а длительность циклов превышает 10 мин., работают электродвигатели, обслуживающие станки холодной обработки металлов, деревообрабатывающие станки, специальные механизмы литейных цехов, молоты, прессы и ковочные машины кузнечно-прессовых цехов.

В кратковременном режиме работает подавляющее большинство электроприводов вспомогательных механизмов металлорежущих станки, а также механизмов для открывания задвижек, гидравлических затворов, всякого рода заслонок и т.п.

В повторно-кратковременном режиме работают электродвигатели мостовых кранов, тельферов, подъемников и аналогичных им установок, вспомогательных и некоторых главных приводов прокатных цехов. К этой группе относятся и сварочные аппараты.

Самостоятельную группу электроприемников составляют нагревательные аппараты и электропечи, работающие в продолжительном режиме с постоянной или маломеняющейся нагрузкой, и электрическое освещение, отличительной особенностью режима работы которого является резкое изменение нагрузки почти от нуля до максимума в зависимости от времени суток и постоянство нагрузки во все время, когда освещение включено.

1.5 Показатели, характеризующие параметры электроприемников

Все ЭП имеют ряд характерных показателей. Одним из главных является их номинальная (установленная) мощность – это максимальное, длительно допустимое значение мощности ЭП при расчетных (проектных) условиях его работы. Номинальная мощность ЭП указывается заводом-изготовителем на заводской табличке или в паспорте ЭП (для источника света – на колбе или цоколе) и является исходным значением для отсчета отклонений от нее при функционировании ЭП.

Применительно к многодвигательным приводам, исключая крановые установки, под термином «приемник электроэнергии» следует понимать весь агрегат в целом, а под его номинальной мощностью – сумму мощностей всех его электродвигателей (приведенных к продолжительности включения ПВ=1). Для крановых установок под термином «приемник электроэнергии» следует понимать электропривод каждого механизма.

Для двигателей номинальная мощность ($P_{НОМ}$) измеряется в кВт и показывает развиваемую мощность на его валу. Мощность, потребляемая электродвигателем из электрической сети, называется присоединенной и определяется из выражения

$$P_{ПОТР} = \frac{P_{НОМ}}{\eta_{НОМ}}, \quad (1.2)$$

где $\eta_{НОМ} = 0,85 - 0,9$ номинальный коэффициент полезного действия (КПД) электродвигателя.

За номинальную мощность двигатель-генератор, преобразователей частоты, выпрямителей принимается мощность (в кВт, кВ·А) на вторичном напряжении. Для трансформаторов за номинальную принимается полная мощность S (в кВ·А).

Установленная мощность печей сопротивления, электролизных ванн равна мощности, потребляемой из сети.

Для осветительных установок с газоразрядными лампами при определении потребляемой мощности $P_{ПОТ}$ учитываются потери мощности в пускорегулирующей аппаратуре.

Для ЭП повторно-кратковременного режима указанная в паспорте мощность повторно-кратковременного режима должна быть приведена к номинальной мощности продолжительного режима $P_{НОМ}$, кВт, при ПВ=100%:

$$P_{НОМ} = P_{ПАСП} \sqrt{ПВ_{ПАСП}}, \quad (1.3)$$

где $P_{ПАСП}$ – паспортная мощность электроприемника, кВт;

$ПВ_{ПАСП}$ – паспортная продолжительность включения, отн. ед.

Для сварочных машин и трансформаторов электрических печей, паспортная мощность которых указывается в единицах измерения полной мощности, номинальная активная мощность, кВт,

$$P_{НОМ} = S_{ПАСП} \sqrt{ПВ_{ПАСП}} \cdot \cos \varphi_{ПАСП}, \quad (1.4)$$

где $S_{ПАСП}$ – паспортная мощность трансформатора, кВ·А;

$\cos \varphi_{ПАСП}$ и $ПВ_{ПАСП}$ – паспортные значения коэффициента мощности и продолжительности включения.

Гальванические ванны обычно указываются током и напряжением ванны. В этом случае необходимо определить мощность выпрямителя, питающего одну или несколько ванн одного напряжения. Мощность, потребляемая выпрямителем, вычисляется по формуле:

$$P_{НОМ, ВЫП} = \frac{\sum I_2 \cdot U_2}{\eta}, \quad (1.5)$$

где $\eta = 0,85 - 0,9$ - КПД выпрямителя.

2 КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

2.1 Показатели качества электрической энергии

Электроэнергия, как вид продукции, обладает определенными характеристиками. Совокупность характеристик, при которых электроприемники работают в определенных заданных параметрах в

соответствии с их назначением при расчетной работоспособности, составляет понятие *качества электроэнергии*. В настоящее время показатели качества электроэнергии (ПКЭ) иногда называют показателями электромагнитной совместимости.

Согласно ГОСТ 13109-97 ПКЭ в СЭС являются:

- отклонение частоты Δf ;
- установившееся отклонение напряжения V ;
- размах изменения напряжения δU_t ;
- доза фликера P_f ;
- коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2u} ;
- коэффициент несимметрии напряжения по нулевой последовательности K_{ou} ;
- коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения K_u и ряд других показателей.

ГОСТом установлены два вида норм качества электроэнергии: нормально допустимые и предельно допустимые. Рассмотрим некоторые из приведенных показателей.

Отклонение частоты длительно допускается в пределах $\pm 0,2$ Гц и временно - в пределах $\pm 0,4$ Гц. Приведенные нормы по частоте относятся к показателю, определяемому как усредненное значение отклонения частоты за 10 мин. Частота тока может поддерживаться в пределах нормы только генераторами электростанций.

Отклонение напряжения представляет собой разность между фактическим U_ϕ и номинальным U_n значениями напряжения.

$$V = U_\phi - U_n. \quad (2.1)$$

Обычно отклонения напряжения выражаются в процентах от номинального напряжения:

$$\pm V\% = \frac{U_\phi - U_n}{U_n} \cdot 100. \quad (2.2)$$

На выводах электроприемников нормально допустимое отклонение напряжения не должно превышать значения $\pm 5\%$ и предельно допустимое значение $\pm 10\%$.

Несимметрия напряжений трехфазной сети в точках общего присоединения к электросетям характеризуется коэффициентом несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2u} , который определяется отношением напряжения обратной последовательности U_2 к номинальному напряжению

$$K_{2u} = \frac{U_2}{U_n} \cdot 100. \quad (2.3)$$

Длительно допустимое значение K_{2u} , - 2% и предельно допустимое 4%.

Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности определяется отношением напряжения нулевой последовательности основной частоты к номинальному фазному напряжению.

$$K_{0u} = \frac{U_0}{U_{\phi n}} \cdot 100. \quad (2.4)$$

Нормально и предельно допустимые значения K_{0u} в четырехпроводной сети 0,4 кВ равны 2,0 и 4,0% соответственно.

Несинусоидальность напряжения, которая характеризуется коэффициентом искажения синусоидальности кривой напряжения K_u , определяется отношением действующего значения несинусоидального напряжения к напряжению основной частоты U_1 или номинальному напряжению U_n

$$K_u = \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^{\infty} U_v^2}}{U_1} \cdot 100 \cong \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^n U_v^2}}{U_n} \cdot 100, \quad (2.5)$$

где U_v - действующее значение v -й гармоники;

n - номер последней из учитываемых гармоник.

В практике часто ограничиваются учетом 13-й гармоники. Допустимые значения коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения зависят от напряжения в точках общего присоединения к электрическим сетям. При напряжении 0,38 кВ – 8(12)%; 6-20 кВ – 5(8)%; 35 кВ – 4(6)%; 110-330 кВ – 2(3)%. В скобках указаны предельно допустимые значения.

2.2 Влияние качества электроэнергии на работу электроприемников

Отклонение напряжения. Изменения напряжения в сети всегда имеют место из-за включения и отключения электроприемников, изменения их нагрузки и ряда других факторов. Отклонение напряжения, особенно его снижение, на зажимах асинхронных двигателей сверх допустимых значений приводит к:

1) увеличению потерь активной мощности, увеличению току статора и повышенному нагреву двигателя. Например, при снижении напряжения на 10%, ток статора увеличивается на 10%, а нагрев увеличивается на 5-6%, что приводит к сокращению срока службы двигателей;

2) увеличению потерь реактивной мощности (на каждый процент повышения напряжения потери реактивной мощности увеличиваются на 3-5%);

3) изменению вращающего момента и скорости вращения. Приблизительно считают, что вращающий момент двигателя пропорционален квадрату

напряжения на его зажимах. Поэтому при снижении напряжения уменьшается вращающий момент и снижается частота вращения двигателя вплоть до его опрокидывания, так как увеличивается его скольжение s .

Зависимость частоты вращения ротора двигателя от напряжения выражается формулой:

$$n = n_c \left(1 - K_z \frac{U_n^2}{U_c^2} s_n \right), \quad (2.6)$$

где n_c - синхронная частота вращения;

K_z - коэффициент загрузки;

U_n и s_n - номинальные значения напряжения и скольжения соответственно.

Влияние отклонения напряжения на работу синхронных двигателей во многом аналогично влиянию на работу АД, но имеет и свои особенности.

Отклонение напряжения влияет и на работу электротермических установок (ДСП, РТП, печи сопротивления, индукционные установки). Снижение напряжения на них сверх допустимых значений приводит к снижению мощности и производительности установок, увеличению длительности техпроцесса и даже к браку продукции. В печах сопротивления количество теплоты Q , выделяемой при прохождении тока, пропорционально квадрату тока, т.е.

$$Q = I^2 \cdot R \cdot t, \text{ а } I = U / R,$$

$$\text{отсюда } Q = U^2 \cdot t / R.$$

Следовательно, между снижением напряжения и уменьшением количества теплоты существует квадратичная зависимость. Для многих электротермических процессов снижение напряжения более чем на 8-10% приводит к браку продукции и невозможности проведения техпроцесса.

Наиболее чувствительны к отклонению напряжения осветительные установки. При снижении напряжения в электрической сети резко падает освещенность или происходит потухание газоразрядных ламп. Снижение освещенности приводит к снижению производительности труда, и ухудшаются условия безопасности труда.

Несимметрия напряжения. Причиной появления несимметрии напряжений и токов являются различные несимметричные режимы электроснабжения, которые обусловлены работой мощных однофазных электроприемников (сварочных машин, индукционных плавильных и нагревательных печей и т.п.), а также при работе трехфазных электротермических установок, представляющих несимметричные нагрузки (например, ДСП).

Несимметрия напряжения неблагоприятно сказывается на работе и сроке службы асинхронных двигателей. Сопротивление асинхронных двигателей токам обратной последовательности в 5-8 раз меньше сопротивления токам

прямой последовательности. Поэтому даже небольшая несимметрия напряжения вызывает значительную несимметрию токов в обмотках. Токи обратной последовательности накладываются на токи прямой последовательности и вызывают дополнительный нагрев статора и ротора, что приводит к ускоренному старению изоляции и уменьшает располагаемую мощность двигателя.

В синхронных машинах при несимметрии напряжений проходят токи прямой, обратной и нулевой последовательностей, что создает в обмотке возбуждения пульсирующее поле и вызывает вибрацию вращающейся части машины.

Несимметрия линейных напряжений вызывает изменение реактивной мощности, генерируемой статическими конденсаторами, что вызывает еще большую несимметрию. Нормальная эксплуатация конденсаторных установок возможна при условии, если ни в одной фазе мощность потерь не превышает номинального значения. Если тепловые потери превысят номинальные значения, то это приведет к перегреву изоляции и снижению срока службы конденсаторов.

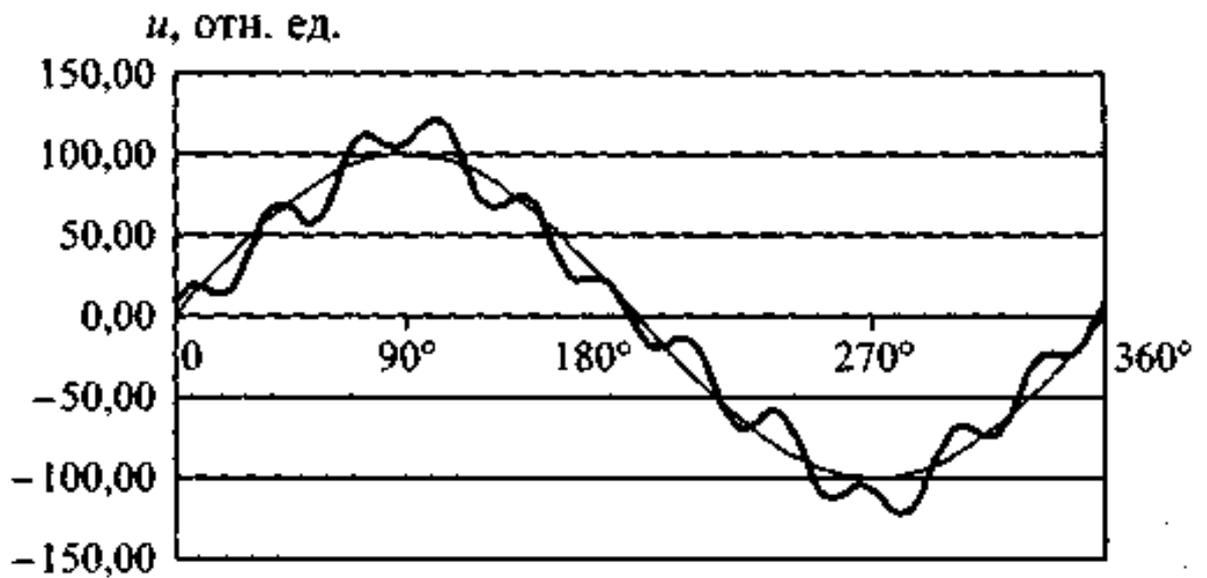
Несинусоидальность напряжения. Она вызывается в системах электроснабжения наличием нелинейных нагрузок (вентильно-преобразовательных установок, ДСП, газоразрядных ламп и т.п.), которые потребляют из сети несинусоидальные токи. Последние, проходя по элементам сети, создают падения напряжений первой и высших гармоник, что приводит к искажениям формы кривой напряжения в узлах электрической сети. Электроприемники и установки с нелинейной вольтамперной характеристикой часто называют источниками высших гармоник.

На рисунке 2.1 приведена осциллограмма напряжения и частотный спектр гармоник при работе многофазного выпрямителя.

Соппротивления элементов сети и электроприемников зависят от частоты

$$X_L = \omega L \text{ и } X_C = \frac{1}{\omega C}. \quad (2.7)$$

Из формул (2.7) видно, что с повышением частоты индуктивное сопротивление увеличивается, а емкостное уменьшается. Поэтому если в напряжении питающей сети есть высшие гармоники, то сопротивление конденсаторов на этих гармониках оказывается значительно ниже, чем на частоте 50 Гц. В статических конденсаторах даже небольшие напряжения высших гармоник могут вызвать значительные токи гармоник. При значительной доле нелинейных нагрузок на предприятии батареи конденсаторов работают плохо. Они либо отключаются защитой от перегрузки, либо выходят из строя из-за ускоренного старения изоляции.



а)

U_v , %



б)

Рисунок 2.1 - Осциллограмма напряжения сети при работе шестиимпульсного преобразователя (а) и его частотный спектр гармоник (б)

2.3 Пути снижения несимметрии и несинусоидальности

Несимметрию напряжений, обусловленную работой несимметричных электроприемников, можно ограничить до допустимых пределов как схемными решениями, так и с помощью специальных симметрирующих устройств (СУ).

Наиболее простыми и эффективными методами симметрирования являются: равномерное распределение однофазных нагрузок по фазам, подключение несимметричных нагрузок на участки сети с большей мощностью КЗ, т.е. на более высокое напряжение, выделение несимметричных нагрузок большой мощности на отдельные трансформаторы.

Оценку несимметрии напряжений в СЭС можно производить по отношению мощности эквивалентной однофазной нагрузки $S_{одн}$ к мощности КЗ, S_k в точке подключения однофазной нагрузки. Так, при допустимом K_{2u} , равном 2%, $K_{2u} = 2\% \approx \frac{S_{одн}}{S_k} \cdot 100$, откуда следует, что при $S_k \geq 50 S_{одн}$ коэффициент K_{2u}

не превышает 2%. В сетях напряжением до 1 кВ несимметрия может быть снижена путем применения силовых трансформаторов со схемой соединения обмоток Y/Z_0 или Δ/Z_0 взамен Y/Y_0 и Δ/Y_0 .

Если схемные решения не приводят к требуемому снижению несимметрии, то применяют симметрирующие устройства (СУ). В зависимости от характера графика нагрузки и места установки несимметричных ЭП используются управляемые и неуправляемые СУ.

Среди них можно выделить индуктивно-емкостные СУ, которые подключаются к сети параллельно с несимметричной нагрузкой. Наибольшее распространение получила схема Штейнметца (рисунок 2.2), которая применяется для симметрирования однофазных электроприемников с мало меняющимся графиком нагрузки и $\cos\varphi$, близким к единице.

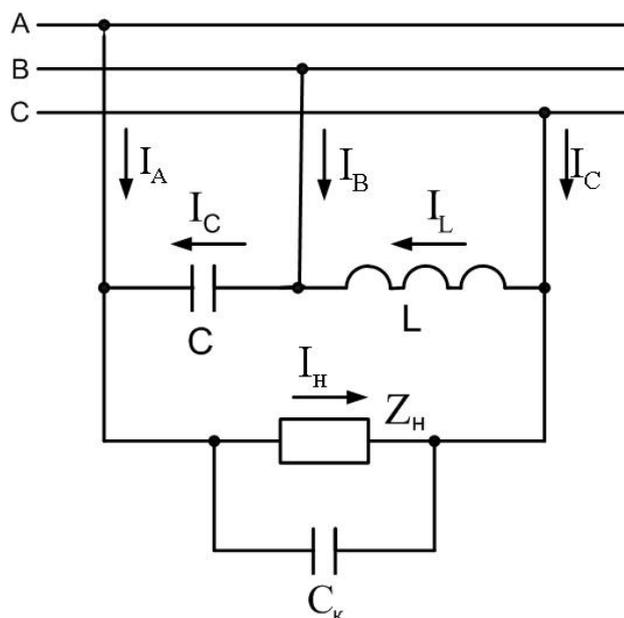


Рисунок 2.2 - Схема Штейнметца

Требуемую мощность конденсаторной батареи C и дросселя L определяют из условия:

$$Q_c = Q_L = P_o / \sqrt{3}, \quad (2.8)$$

где P_o – активная мощность однофазной нагрузки Z_n .

Управляемые СУ во многих случаях также выполняют по схеме Штейнметца, при этом мощность конденсаторной батареи и дросселя в них регулируют.

Снижение несинусоидальности напряжения достигается либо схемными решениями в системе электроснабжения, либо использованием специальных схем включения нелинейных нагрузок и специальных фильтрокомпенсирующих устройств (ФКУ).

Среди схемных решений наиболее эффективным является разделение питания электроприемников с нелинейной вольтамперной характеристикой и обычных общепромышленных нагрузок. Это достигается выделением нелинейных нагрузок на отдельный трансформатор, отдельную секцию шин, питающихся от трансформатора с расщепленными обмотками или от отдельного плеча сдвоенного реактора.

Основным средством ограничения высших гармоник, генерируемых вентильными преобразователями, является увеличение числа фаз выпрямления.

Если схемные решения не приводят к уменьшению несинусоидальности до допустимого уровня, то используют специальные корректирующие устройства. Из них наиболее распространены силовые резонансные фильтры (СРФ), которые одновременно предназначены для компенсации реактивной мощности и снижения уровня гармоник (рисунок 2.3).

Работа ДСП, РТП вызывает в СЭС и несимметрию, и несинусоидальность. В этих условиях применение СРФ не снижает несинусоидальность и, следовательно, необходимо использовать фильтросимметрирующее устройство (ФСУ), представляющее собой несимметричный фильтр, включаемый на линейное напряжение сети.

2.4 Регулирование напряжения в системах электроснабжения

В целях поддержания определенного уровня напряжения в узлах сети и на зажимах электроприемников необходимо осуществлять регулирование напряжения.

Регулированием напряжения называют процесс изменения его уровней в характерных точках системы электроснабжения с помощью специальных технических средств. В общем виде напряжение у потребителей на стороне низшего напряжения можно определить из выражения:

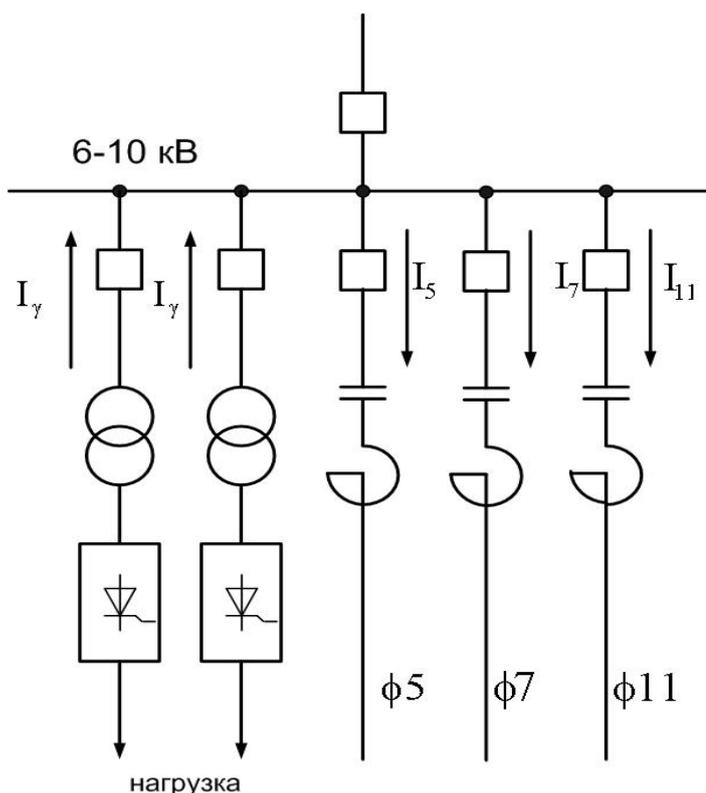


Рисунок 2.3 - Схема включения резонансных фильтров

$$U_{HH} = \frac{U_{BH} - \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_{BH}}}{n_T}, \quad (2.9)$$

где U_{BH} - напряжение в центре питания;

P и Q – передаваемая активная и реактивная мощность;

R и X – параметры элементов сети;

n_T - коэффициент трансформации понижающего трансформатора.

Из анализа формулы (2.9) видно, что для поддержания требуемых уровней напряжения у потребителей можно применять следующие способы регулирования напряжения:

- 1) изменять напряжение U_{BH} в центре питания (ЦП);
- 2) изменять сопротивление элементов сети;
- 3) изменять потоки реактивной мощности за счет применения компенсации;
- 4) изменять коэффициенты трансформации силовых трансформаторов.

Регулирование напряжения в ЦП может производиться:

1) на электростанциях за счет регулирования тока возбуждения генераторов;

2) на шинах вторичного напряжения узловых районных подстанций, ГПП, ПГВ путем изменения коэффициента трансформации трансформаторов и автотрансформаторов, применением вольтодобавочных трансформаторов или

линейных регуляторов, а также с помощью синхронных компенсаторов. Регулирование напряжения при этом производится автоматически.

Регулирование напряжения изменением сопротивлений элементов применяется:

- 1) путем соответствующего выбора сечений проводов и кабелей на стадии проектирования или заменой сечения проводов при изменении нагрузки;
- 2) включением элементов сети на параллельную работу (при необходимости);
- 3) использованием установок продольной емкостной компенсации для снижения индуктивного сопротивления воздушных линий.

Регулирование напряжения путем изменения потоков реактивной мощности используется широко на промышленных предприятиях. Мощность компенсирующих устройств, необходимых для данного предприятия, определяется специальным расчетом. Распределение же этой мощности в сетях предприятия осуществляется из условия баланса реактивной мощности на всех уровнях системы электроснабжения. Снижение потребления реактивной мощности на предприятии уменьшает потери напряжения в элементах питающей сети.

Регулирование напряжения изменением коэффициента трансформации может осуществляться на шинах ГПП, ПГВ с помощью устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН), а в сетях 6-10 кВ на цеховых трансформаторах устройством переключения обмоток без возбуждения (ПБВ), т.е. при отключенном напряжении. Устройства РПН и ПБВ изменяют коэффициент трансформации силовых трансформаторов путем изменения числа витков обмоток высшего напряжения. Это обусловлено тем, что на стороне высшего напряжения токи меньше и переключатели могут быть выполнены проще.

В настоящее время трансформаторы с высшим напряжением 110 кВ имеют диапазоны регулирования напряжения $\pm 16\%$ ($9 \times 1,78\%$), с высшим напряжением 220 кВ диапазон $\pm 12\%$ ($8 \times 1,5\%$). Трансформаторы 6-10/0,38-0,66 кВ имеют устройство ПБВ с регулированием напряжения на +5; +2,5; 0; -2,5; -5%.

Поскольку для изменения коэффициента трансформации трансформатора с ПБВ требуется отключать его от сети, то регулирование напряжения таким способом осуществляется редко, не чаще 2 раза в год (сезонное регулирование).

Для поддержания напряжения у ЭП в заданных пределах на центрах питания (УРП, ГПП, ПГВ) применяется встречное или согласованное регулирование напряжения, при котором в часы максимальных нагрузок поддерживают напряжение на шинах низшего напряжения ЦП на 5% выше номинального, а в часы минимальных нагрузок – номинальное.

На рисунке 2.4 приведены возможные места регулирования напряжения, а на рисунке 2.5 - графики отклонения напряжения в СЭС.

При проведении мероприятий по регулированию напряжения необходимо учитывать, чтобы отклонение вторичного напряжения у электроприемников, присоединенных к ГПП или близко расположенных от ГПП, не превышало +5%, а у расположенных на значительном расстоянии от ГПП – 5%. Это достигается соответствующим выбором отпаяк на ПБВ цеховых трансформаторов. Например, у близлежащих трансформаторов устанавливают отпайки –2,5%, а у удаленных +5%.

На рисунке 2.5 - обозначены:

$V_{\text{ГПП}}$ - отклонение напряжения в центре питания;

ΔU_1 - потеря напряжения в ВЛ-110 кВ;

V_o - отклонение напряжения на шинах 110 кВ ГПП (на границе раздела балансовой принадлежности);

ΔU_2 - потеря напряжения в трансформаторе ГПП;

E_1 - добавка напряжения трансформатора ГПП (с помощью РПН);

V_1 - отклонение напряжения на шинах РУ 10 кВ ГПП;

ΔU_3 - потеря напряжения в ЛЭП 10 кВ;

ΔU_4 - потеря напряжения в цеховом трансформаторе;

E_2 - добавка напряжения трансформатора цеховой ТП (с помощью ПБВ);

V_2 - отклонение напряжения на шинах РУ 0,4 кВ ТП;

ΔU_5 - потеря напряжения в цеховом магистральном шинопроводе;

V_3 - отклонение напряжения у наиболее удаленного электроприемника.

3 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

3.1 Электрические нагрузки и графики потребления электроэнергии

Одним из первых этапов проектирования любой системы электроснабжения современного промышленного предприятия является правильное определение ожидаемых электрических нагрузок.

Понятие *расчетной электрической нагрузки (мощности)* является неоднозначным. С одной стороны, оно используется для выбора сечения проводников, мощности силовых трансформаторов, преобразователей и другого электрооборудования по допустимому нагреву, а с другой – используется при получении технических условий на подключение в электрическую сеть или для определения платы за потребляемую электрическую мощность и электроэнергию, а также в целях определения режимов электропотребления.

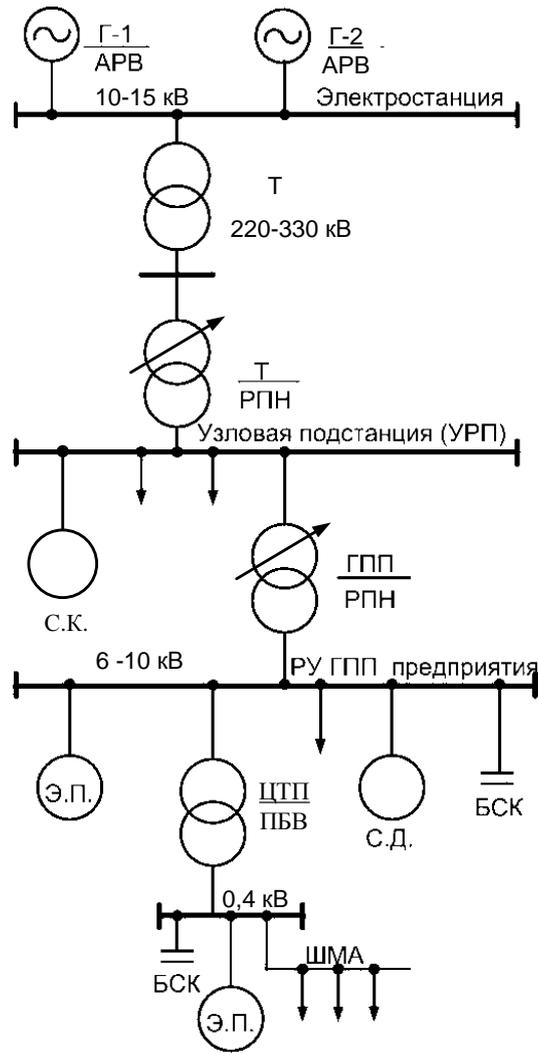


Рисунок 2.4 - Возможные места и способы регулирования напряжения в системах электроснабжения

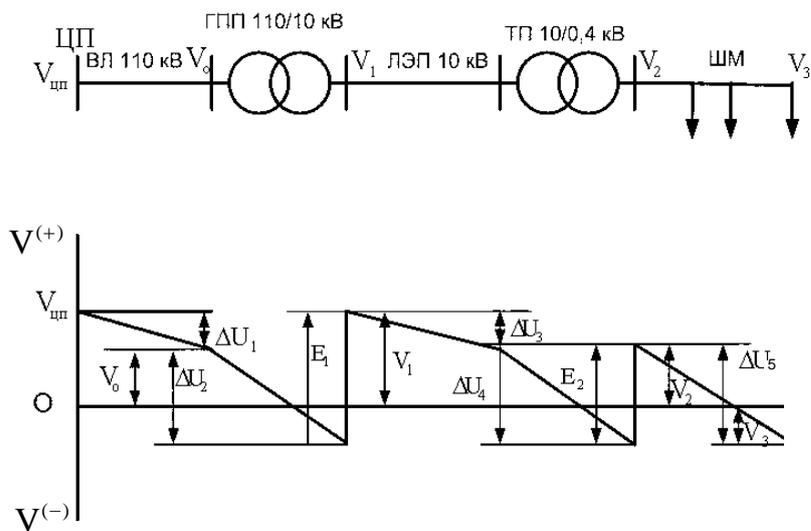


Рисунок 2.5 - Расчетная схема и графики отклонения напряжений в системе электроснабжения

По величине электрических нагрузок осуществляют выбор всех элементов и технико-экономические показатели СЭС: расход дефицитного цветного металла, величину потерь электроэнергии, эксплуатационные расходы и капитальные затраты. Если при расчетах электрические нагрузки снизить, то это приведет при эксплуатации предприятия к недовыпуску продукции, увеличению потерь электроэнергии и существенным дополнительным капитальным вложениям для увеличения пропускной способности элементов СЭС. Если при расчетах электрические нагрузки завысить, то это неоправданно увеличит капитальные вложения, перерасход цветного металла и других материалов, а также приведет к работе оборудования в рациональных режимах.

Для лучшего использования электроустановок необходимо определять электрические нагрузки с наибольшей точностью. Но степень точности будет зависеть от точности исходной информации, которая не очень высока, и, кроме того, элементы СЭС могут быть выбраны с определенными интервалами между установленными стандартными величинами (сечениями проводников, мощностями электродвигателей, аппаратов, трансформаторов и другого электрооборудования). Так, сечения проводников (кабелей, проводов) более 100 мм² имеют ступени, в среднем отличающиеся друг от друга на 20 %, для трансформаторов нарастание стандартных шкал мощностей составляет 55-60 %. И часто стремление добиться большей точности в определении электрических нагрузок не меняет результатов выбора стандартного сечения проводника или мощности электрооборудования. Поэтому в настоящее время степень точности определения электрических нагрузок принята +10 %.

Электрическая нагрузка характеризует потребление электроэнергии отдельными ЭП, группой ЭП или предприятием в целом. Электрическая нагрузка может быть измерена приборами, показания которых снимаются через равные промежутки времени, или непрерывно самопишущими приборами. Электрические нагрузки могут быть представлены в виде активной P , реактивной Q или полной S мощностей или тока I . Кривые изменения P , Q , S , I во времени называются *графиками электрических нагрузок*. Графики для отдельных ЭП называются *индивидуальными* и обозначают $p(t)$, $q(t)$, $s(t)$, $i(t)$, графики нагрузки для группы ЭП называются *групповыми* и обозначают $P(t)$, $Q(t)$, $S(t)$, $I(t)$.

При проектировании СЭС применяются в основном групповые графики.

На рисунке 3.1 представлены индивидуальные графики активной мощности различного вида: периодический (a), циклический (b), нециклический ($в$), нерегулярный ($г$).

Для графика на рисунке 3.1, a :

$$t_{ц} = t_{р} + t_{п}, \quad t_{ц} = const,$$

где $t_{р}$, $t_{п}$, $t_{ц}$ – длительность соответственно работы ЭП, паузы и цикла.

Для данного случая в промежутке времени $t_{ц}$ количество потребляемой ЭП электроэнергии постоянно: $w = const$.

Для графика на рисунке 3.1, b :

$$t_{ц1} \neq t_{ц2} \neq \dots t_{ци},$$

так как различны паузы $t_{п1} = t_{п2} = t_{пи}$, хотя длительность работы ЭП t_p одинакова от цикла к циклу, и поэтому за промежуток времени, например смену, количество потребленной электроэнергии $w_{CM} = const$.

Для графика на рисунке 3.1, в:

$t_{p1} \neq t_{p2} \neq t_{p3} \neq \dots t_{pi}$; $t_{п1} \neq t_{п2} \neq \dots t_{пи}$; но, так как обычно за смену или сутки выработка продукции планируется одинаковой, количество электроэнергии, потребляемой ЭП за эти промежутки времени, также будет практически постоянным, т. е. можно принять $w_{CM} \approx const$.

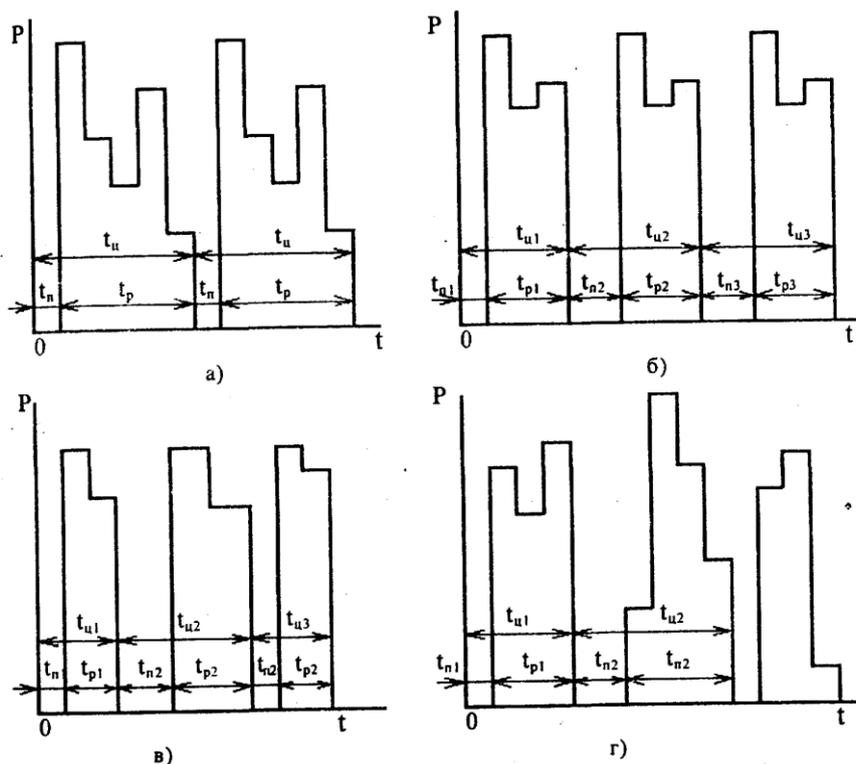


Рисунок 3.1 – Индивидуальные графики электрических нагрузок

Для графика на рисунке 3.1, г:

$t_{p1} \neq t_{p2} \neq t_{p3} \neq \dots t_{pi}$; $t_{п1} \neq t_{п2} \neq \dots t_{пи}$; и, кроме того, $w_{CM} \neq const$.

Групповые графики с учетом индивидуальных графиков и взаимосвязи между режимами работы отдельных ЭП делятся на 3 типа.

1. *Периодические*, когда $t_{ц1} = t_{ц2} = t_{ц3} = \dots t_{ци}$; $w_1 = w_2 = \dots w_i$. Такой график обычно имеют потребители поточных автоматизированных производств с жесткой взаимосвязью технологических процессов.

2. *Почти периодические*, когда $T_{ц} = const$, но можно принять, что за смену или сутки $W_{CM} \approx const$. Такой график обычно имеют потребители массовых производств с заданным сменным или суточным планом выработки продукции.

3. *Нерегулярные*, когда индивидуальные графики отдельных ЭП группы нерегулярны. Степень нерегулярности групповых графиков нагрузки

определяется удельным весом в суммарной нагрузке ЭП с нерегулярным графиком.

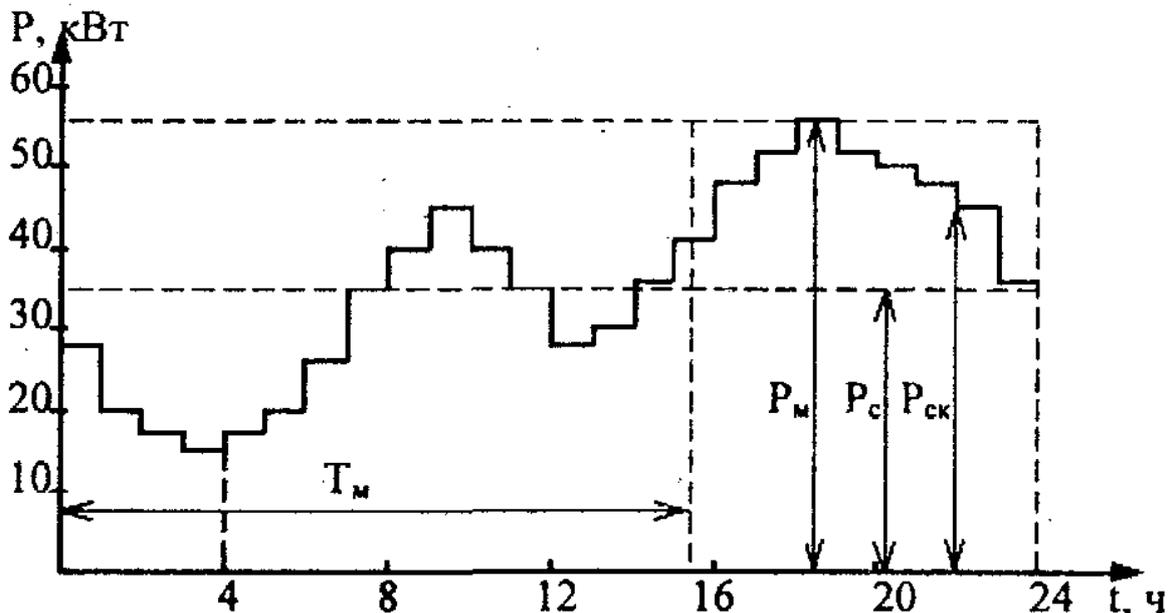


Рисунок 3.2 – Суточный график активной нагрузки

Средние нагрузки. Среднее значение изменяющейся величины является ее основной статической характеристикой. Средние нагрузки рассматриваются за определенный характерный период времени и определяются по формулам:

$$\text{для отдельных ЭП } p_c = \frac{w}{t}; \quad (3.1)$$

$$\text{для группы ЭП } P_c = \frac{W}{T}, \quad (3.2)$$

где W – количество электроэнергии, потребляемой за рассматриваемый период времени;

t, T – время соответственно для отдельного ЭП и группы ЭП.

Средние нагрузки могут определяться за определенные периоды времени: час, смену, сутки, месяц, год.

В связи с тем, что потери мощности пропорциональны квадрату нагрузки, в практике расчетов часто используют *среднеквадратичную (эффективную)* нагрузку за определенный период времени, которая определяется из следующих выражений:

$$\text{для непрерывных графиков } P_{СК} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T P^2(t) dt}; \quad (3.3)$$

$$\text{для ступенчатых графиков } P_{СК} = \sqrt{\frac{\sum P_i^2 \cdot \Delta t_i}{\sum \Delta t_i}}. \quad (3.4)$$

В практике проектирования и эксплуатации электроустановок чаще пользуются ступенчатыми графиками как наиболее удобными.

Среднеквадратичные нагрузки можно определить по результатам измерений потребленной электроэнергии за интервалы времени Δt_i в течение периода T . Обычно T принимается равным суткам, а Δt_i – равным 1 часу.

$$P_{СК} = \frac{\sqrt{m}}{T} \sqrt{\sum_{i=1}^m \Delta W_i^2}, \quad (3.5)$$

где m – число интервалов;

ΔW_i – электроэнергия, потребленная за интервал времени Δt_i .

3.2 Показатели, характеризующие режим работы приемников

Для характеристики режимов работы ЭП и графиков их нагрузки применяется ряд коэффициентов. Принятые для индивидуальных графиков коэффициенты обозначаются строчными, а для групповых – заглавными буквами.

Коэффициентом использования активной мощности ЭП $k_{И}$ или группы ЭП $K_{И}$ называется отношение средней активной мощности отдельного приемника (или группы) к ее номинальному значению:

$$k_{И} = \frac{P_C}{P_{НОМ}}; \quad K_{И} = \frac{P_C}{P_{НОМ}} = \frac{\sum_1^n k_{И} \cdot P_{НОМ}}{\sum_1^n P_{НОМ}}. \quad (3.6)$$

Для группы ЭП, состоящей из подгрупп ЭП с разными режимами работы, средневзвешенный коэффициент использования активной мощности определяется с достаточной точностью для практических расчетов по формуле:

$$K_{И} = \frac{\sum_1^n P_C}{\sum_1^n P_{НОМ}}, \quad (3.7)$$

где n – число подгрупп ЭП с разными режимами работы, входящих в данную группу.

По известному графику нагрузки или измерениям фактического расхода электроэнергии $K_{И}$ определяется по формуле:

$$K_{И} = \frac{p_1 \cdot t_1 + p_2 \cdot t_2 + \dots + p_n \cdot t_n}{P_{НОМ} (t_1 + t_2 + \dots + t_{ПЛУЗ})} = \frac{W_A}{W_{ВОЗМ}}, \quad (3.8)$$

где W_A – потребленная активная энергия;

$W_{ВОЗМ}$ – энергия, которая могла бы быть потреблена ЭП при номинальной загрузке его в течение времени.

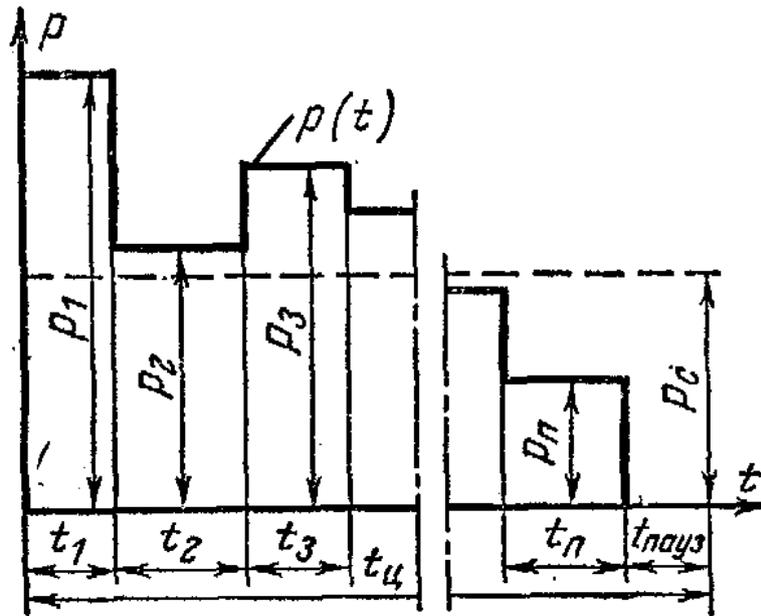


Рисунок 3.3 – Индивидуальный график нагрузки по активной мощности

Коэффициентом включения ЭП k_B называется отношение продолжительности включения приемника в цикле t_B ко всей продолжительности цикла $t_{Ц}$. Время включения ЭП за цикл складывается из времени работы t_P , времени холостого хода t_X и времени паузы $t_{ПАУЗ}$:

$$k_B = \frac{t_B}{t_{Ц}} = \frac{t_P + t_X}{t_P + t_X + t_{ПАУЗ}}. \quad (3.9)$$

Коэффициентом включения группы ЭП, или групповым коэффициентом включения K_B , называется средневзвешенное значение коэффициентов включения всех ЭП, входящих в группу:

$$K_B = \frac{\sum k_{Bi} \cdot P_{НОМi}}{\sum P_{НОМi}}. \quad (3.10)$$

Коэффициентом загрузки k_3 ЭП по активной мощности называется отношение фактически потребленной им средней активной мощности за время включения к его номинальной мощности:

$$k_3 = \frac{P_{С.В}}{P_{НОМ}}; \quad K_3 = \frac{P_{С.В}}{P_{НОМ}} = \frac{K_{И}}{K_B}. \quad (3.11)$$

Групповым коэффициентом включения называется отношение группового коэффициента использования к групповому коэффициенту включения.

Коэффициент загрузки, как и коэффициент включения, связан непосредственно с технологическим процессом и изменяется с изменением режима работы ЭП.

Коэффициент загрузки по активной мощности для графика нагрузки K_3 определяется по формуле и показывает степень использования мощности ЭП за рабочее время, т.е. за время включения плюс время холостого хода.

$$K_3 = \frac{P_1 \cdot t_1 + P_2 \cdot t_2 + \dots + P_n \cdot t_n}{P_{НОМ} (t_1 + t_2 + \dots + t_n)}. \quad (3.12)$$

Коэффициентом формы индивидуального или группового графика нагрузок называется отношение среднеквадратичного тока (или среднеквадратичной полной мощности) ЭП или группы ЭП за определенный период времени к среднему значению его за тот же период времени:

$$k_{\Phi, I} = \frac{i_{СК}}{i_C} = \frac{S_{СК}}{S_C}; \quad K_{\Phi, I} = \frac{I_{СК}}{I_C} = \frac{S_{СК}}{S_C}. \quad (3.13)$$

Будучи отнесен к активной и реактивной мощности одного или группы ЭП, коэффициент формы определяется из следующих выражений:

$$k_{\Phi, A} = \frac{P_{СК}}{P_C}; \quad K_{\Phi, A} = \frac{P_{СК}}{P_C}; \quad (3.14)$$

$$k_{\Phi, Q} = \frac{Q_{СК}}{Q_C}; \quad K_{\Phi, Q} = \frac{Q_{СК}}{Q_C}. \quad (3.15)$$

Коэффициент формы характеризует неравномерность графика и свое наименьшее значение, равное единице, принимает при нагрузке, неизменной во времени.

Расчетным коэффициентом активной мощности называется отношение расчетной активной мощности к средней нагрузке за исследуемый период времени:

$$K_P = \frac{P_P}{P_C}. \quad (3.16)$$

Расчетный коэффициент K_P относится к групповым графикам нагрузки и является одним из основных расчетных коэффициентов.

Значение расчетного коэффициента зависит, от коэффициента использования $K_{И}$ данной группы ЭП и эффективного числа приемников. Под эффективным числом группы электроприемников, различных по номинальной мощности и режиму работы понимают число однородных по режиму работы электроприемников одинаковой мощности, которое обуславливает ту же расчетную нагрузку, что и данная рассматриваемая группа различных по номинальной мощности и режиму работы:

$$n_{\Phi} = \frac{(\sum_1^n P_{НОМ.i})^2}{\sum_1^n P_{НОМ.i}^2} = \frac{P_{НОМ}^2}{\sum_1^n P_{НОМ.i}^2}, \quad (3.17)$$

где в числителе стоит квадрат суммы номинальных активных мощностей всех n ЭП, а в знаменателе – сумма квадратов номинальных мощностей отдельных приемников группы.

Расчетный коэффициент определяется по кривым или таблицам.

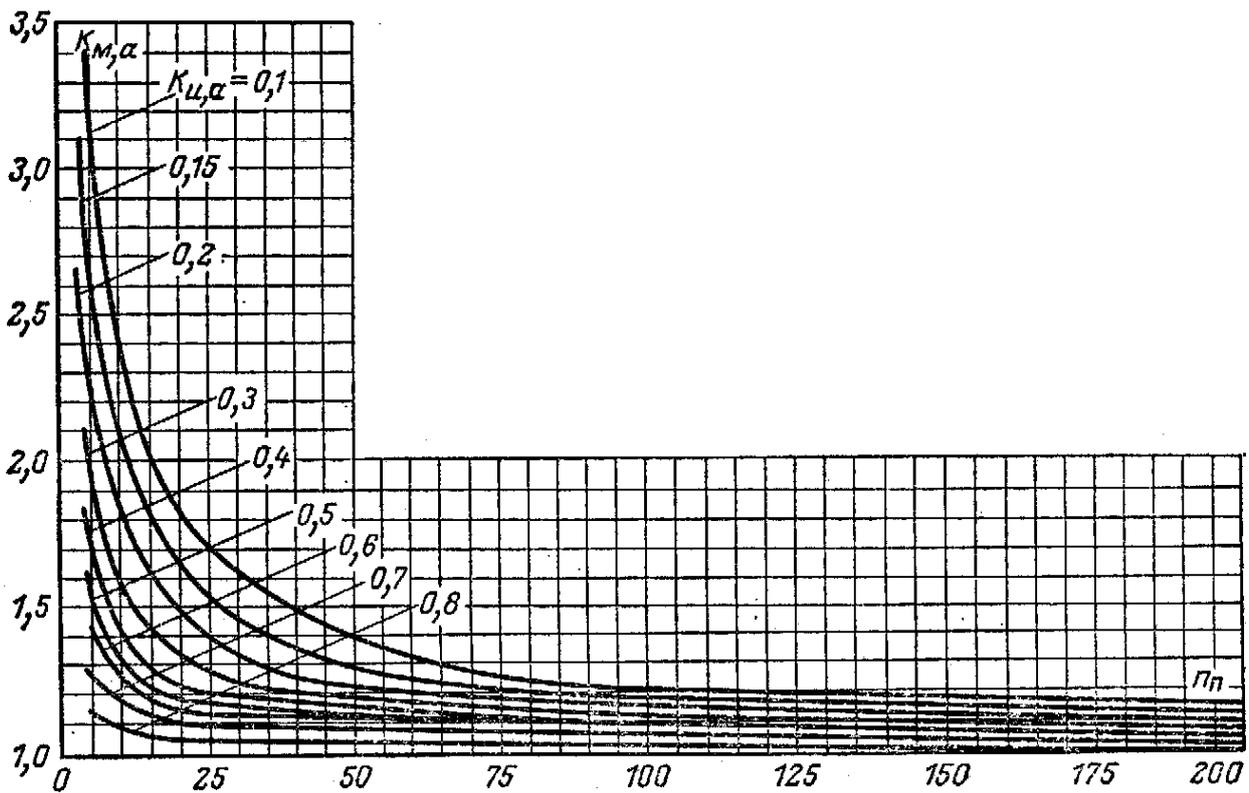


Рисунок 3.4 – Кривые коэффициентов максимума K_M для различных коэффициентов использования K_{II} в зависимости от $n_{\text{ЭФ}}$

Коэффициент спроса, как и коэффициент максимума, относится к групповым. Коэффициентом спроса по активной мощности K_C называется отношение расчетной (в условиях проектирования) или потребляемой (в условиях эксплуатации) активной мощности к номинальной (установленной) активной мощности группы ЭП:

$$K_C = \frac{P_P}{P_{\text{НОМ}}}; \quad K_C = \frac{P_{\text{ПОТР}}}{P_{\text{НОМ}}}. \quad (3.18)$$

Значения K_C приводятся в справочниках независимо от числа ЭП и являются постоянными для определенных технологических процессов и отраслей промышленности.

Коэффициентом заполнения графика нагрузок по активной мощности $K_{3,Г}$ называется отношение средней активной мощности к максимальной за исследуемый период:

$$K_{3,Г} = \frac{P_C}{P_M} = \frac{1}{K_M}. \quad (3.19)$$

3.3 Определение расчетной нагрузки

В практике проектирования систем электроснабжения применяются различные *методы определения расчетных электрических нагрузок* по:

- 1) установленной мощности и коэффициенту спроса;
- 2) средней мощности и коэффициенту формы графика нагрузок;
- 3) удельному расходу электроэнергии на единицу продукции при заданном объеме выпуска продукции за определенный период времени;
- 4) удельной нагрузке на единицу производственной площади;
- 5) средней мощности и расчетному коэффициенту (метод коэффициентов).

Они подразделяются на две группы: детерминированные и вероятностные. К первой группе могут быть отнесены методы определения расчетных электрических нагрузок с использованием коэффициента спроса, удельных норм расхода электроэнергии на выпуск единицы продукции, удельной плотности электрической нагрузки на единицу производственной площади.

Ко второй группе относятся методы, которые основаны на использовании закономерностей теории вероятностей и математической статистики – метод коэффициентов.

3.3.1 Определение расчетной нагрузки по установленной мощности и коэффициенту спроса

Для определения расчетных нагрузок по этому методу необходимо знать установленную (номинальную) мощность $P_{НОМ}$ группы приемников и коэффициенты мощности $\cos\varphi$ и спроса K_C данной группы, которые принимаются по справочным материалам.

Расчетную нагрузку определяют по формулам:

$$P_P = K_C \cdot P_{НОМ}; \quad (3.20)$$

$$Q_P = P_P \cdot \operatorname{tg}\varphi; \quad (3.21)$$

$$S_P = \sqrt{P_P^2 + Q_P^2}, \quad (3.22)$$

где $\operatorname{tg}\varphi$ соответствует $\cos\varphi$ данной группы приемников.

Расчетную нагрузку узла системы электроснабжения (цеха, корпуса, предприятия), содержащего группы приемников электроэнергии с различными режимами работы, определяют с учетом разновременности максимумов нагрузки отдельных групп

$$S_P = K_{P.M} \cdot \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P_{Pi}\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_{Pi}\right)^2}, \quad (3.23)$$

где $\sum_{i=1}^n P_{P,i}$ – сумма расчетных активных нагрузок отдельных групп приемников;

$\sum_{i=1}^n Q_{P,i}$ – сумма расчетных реактивных нагрузок отдельных групп приемников;

$K_{P.M}$ – коэффициент одновременности максимумов нагрузок отдельных групп приемников.

Значение $K_{P.M}$ можно приближенно принимать равным 0,9. При этом суммарная расчетная нагрузка узла системы электроснабжения не должна быть меньше его средней нагрузки.

Определение расчетной силовой нагрузки по установленной мощности и коэффициенту спроса является приближенным методом расчета, поэтому его применение рекомендуют для предварительных расчетов и определения общезаводских нагрузок.

3.3.2 Определение расчетной нагрузки по средней мощности и коэффициенту формы

Метода основан на равенстве расчетной и среднеквадратической нагрузок ($P_P = P_{CK}$; $Q_P = Q_{CK}$). Для групп электроприемников с повторно-кратковременным режимом работы принятое допущение справедливо во всех случаях. И также для групп приемников с длительным режимом работы, когда число приемников в группе достаточно велико и отсутствуют мощные приемники, способные изменить равномерный групповой график нагрузок.

Метод может быть применен для определения расчетных нагрузок цеховых шинопроводов, на шинах низшего напряжения цеховых трансформаторных подстанций, на шинах РУ напряжением 10 кВ, когда значения коэффициента формы K_ϕ находятся в пределах 1 – 1,2. Расчетную нагрузку группы приемников определяют из выражений:

$$P_P = K_\phi \cdot P_C; \quad (3.24)$$

$$Q_P = K_{\phi.P} \cdot Q_C; \quad \text{или} \quad Q_P = P_P \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (3.25)$$

где $Q_C = P_C \cdot \operatorname{tg}\varphi. \quad (3.26)$

Значения коэффициента K_ϕ достаточно стабильны для цехов и заводов с малоизменяющейся производительностью. Поэтому при проектировании коэффициент формы принимают по экспериментальным данным, полученным для действующих предприятий. В случае отсутствия экспериментальных данных можно принимать $K_\phi = 1,1-1,2$. При этом наименьшие значения соответствуют высшим ступеням системы электроснабжения.

Средние нагрузки P_C и Q_C для определения расчетной нагрузки по коэффициенту формы определяют любым из способов: по установленной мощности и коэффициенту использования K_{II} ; по удельному расходу электроэнергии на единицу продукции и количеству продукции, выпускаемой за смену; в условиях эксплуатации – по показаниям счетчиков активной и реактивной энергии.

3.3.3 Определение расчетной нагрузки по удельному расходу электроэнергии на единицу продукции

Ряд электроприемников характеризуется неизменными или мало изменяющимися графиками нагрузок. К таким ЭП относятся электроприводы вентиляторов, насосов, преобразовательных агрегатов электролизных установок, печи сопротивления, поточно-транспортных систем.

В этом случае расчетная нагрузка совпадает со средней за наиболее загруженную смену и может быть определена по удельному расходу электроэнергии на единицу продукции при заданном объеме выпуска продукции за определенный период времени:

$$P_P = P_C = \frac{M_{CM} \cdot \mathcal{E}_{УД}}{T_{CM}}, \quad (3.27)$$

где $\mathcal{E}_{УД}$ – удельный расход электроэнергии на единицу продукции, $кВт \cdot ч$;

M_{CM} – количество продукции, выпускаемой за смену (производительность установки за смену);

T_{CM} – продолжительность наиболее загруженной смены, ч.

При наличии данных об удельных расходах электроэнергии на единицу продукции в натуральном выражении $\mathcal{E}_{УД}$ и годовом объеме выпускаемой продукции $M_{ГОД}$ цеха (предприятия в целом) расчетную нагрузку определяют по формуле:

$$P_P = \frac{M_{ГОД} \cdot \mathcal{E}_{УД}}{T_{МАХ,ц}}, \quad (3.28)$$

где $T_{МАХ,ц}$ – число часов использования максимума активной нагрузки цеха (принимается по отраслевым инструкциям и справочным данным).

3.3.4 Определение расчетной нагрузки по удельной нагрузке на единицу производственной площади

Метод применяется при проектировании универсальных сетей машиностроения, характеризующихся большим числом приемников малой и средней мощности, равномерно распределенных по площади цеха. Универсальные сети выполняют магистральными шинпроводами и прокладывают с учетом возможных перемещений технологического оборудования.

Расчетную нагрузку группы приемников определяют по формуле:

$$P_P = p_{уд} \cdot F, \quad (3.29)$$

где $p_{уд}$ – удельная расчетная мощность на 1 м² производственной площади, кВт/м²;

F – площадь размещения приемников группы, м².

Удельная нагрузка определяется по статистическим данным. Значение ее зависит от рода производства, площади цеха, обслуживаемой магистральным шинопроводом, и изменяется в пределах 0,06-0,6 кВт/м².

Метод расчета целесообразно применять для определения расчетной нагрузки на стадии проектного задания при технико-экономическом сравнении вариантов, а также для других ориентировочных расчетов.

3.3.5 Метод расчетных коэффициентов

Порядок определения расчетных электрических нагрузок заключается в следующем:

1) Все ЭП, присоединенные к узлу, разбиваются на однородные по режиму работы группы с одинаковыми значениями коэффициента использования $K_{И}$ и коэффициента мощности $\cos\varphi$, которые принимаются по справочным данным. По величине $\cos\varphi$ определяют $\operatorname{tg}\varphi$.

Для ЭП с повторно-кратковременным режимом работы их номинальные мощности не приводятся к длительному режиму (ПВ=100%), а записываются паспортными значениями.

При включении однофазного ЭП он учитывается как эквивалентный трехфазный ЭП номинальной мощностью.

2) Определяется в целом по узлу присоединения Σn ;

3) Для каждой группы однородных ЭП (станки, сварочные установки, вентиляторы и т.п.) определяется суммарная номинальная мощность ΣP_H . С учетом коэффициента использования определяются средние значения мощностей:

$$P_{CP} = P_H K_{И}, \quad (3.30)$$

$$Q_{CP} = P_H K_{И} \operatorname{tg}\varphi. \quad (3.31)$$

4) В итоговой строке для узла присоединения (ШС, ШР и т.п.) определяются суммы этих величин ΣP_H , ΣP_{CP} , ΣQ_{CP} .

5) Для узла определяется групповой коэффициент использования $K_{И}$ и групповой тангенс $\operatorname{tg}\varphi$ по формулам:

$$K_{И} = \frac{\Sigma P_{CP}}{\Sigma P_H}, \quad \operatorname{tg}\varphi = \frac{\Sigma Q_{CP}}{\Sigma P_{CP}}. \quad (3.32)$$

6) Определяется эффективное число ЭП $n_{Э}$ по выражению:

$$n_{Э} = \frac{\Sigma P_H^2}{\Sigma n P_H^2}. \quad (3.33)$$

При отсутствии полных данных о ЭП (магистральный шинопровод, шины цеховой ТП, в целом по цеху, корпусу, предприятию) $n_{\text{Э}}$ можно определить по упрощенной формуле:

$$n_{\text{Э}} = \frac{2 \sum P_H}{P_{H.MAX}} \quad (3.34)$$

Найденное значение $n_{\text{Э}}$ округляется до ближайшего меньшего целого числа и не может быть больше фактического значения n . Если получается, что $n_{\text{Э}} > n$, то принимают $n_{\text{Э}} = n$.

6) В зависимости от средневзвешенного (группового) коэффициента использования K_{II} и эффективного числа ЭП $n_{\text{Э}}$ определяется расчетный коэффициент K_P .

7) Расчетная активная мощность подключенных к узлу питания ЭП равна:

$$P_P = K_P \cdot \sum P_{CP} = K_P \cdot \sum K_{II} \cdot P_H \quad (3.35)$$

В случаях, когда расчетная мощность окажется меньше номинальной мощности наибольшего ЭП, следует принимать $P_P = P_{H.MAX}$.

8) Расчетная реактивная мощность для групп ЭП (ШР, ШС) находится:

$$Q_P = 1,1 \cdot \sum Q_{CP} \quad \text{при } n_{\text{Э}} \leq 10; \quad (3.36)$$

$$Q_P = \sum Q_{CP} \quad \text{при } n_{\text{Э}} > 10; \quad (3.37)$$

Для магистральных шинопроводов и на шинах цеховых ТП, а также при определении реактивной мощности в целом по цеху, корпусу, предприятию

$$Q_P = P_P \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (3.38)$$

9) Расчетную полную мощность и расчетный ток находим:

$$S_P = \sqrt{P_P^2 + Q_P^2}, \quad (3.39)$$

$$I_P = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (3.40)$$

3.4 Определение расчетных электрических нагрузок на различных ступенях системы электроснабжения

При проектировании СЭС применяются два вида расчетных нагрузок: по допустимому нагреву элементов СЭС и по допустимым отклонениям напряжения на зажимах ЭП. По значениям расчетных нагрузок выбирают и проверяют электрооборудование системы электроснабжения (сечения проводов и кабелей, аппаратов защиты и управления, источники питания), определяют потери мощности и электроэнергии.

Определение электрических нагрузок в системе электроснабжения промышленного предприятия выполняют для характерных мест присоединения приемников электроэнергии.

Расчет нагрузок должен выполняться в соответствии с «Указаниям по расчету электрических нагрузок» по форме Ф63 – 6 – 92, введенных с 1 января 1993 года.

На рисунке 3.5 приведена обобщенная схема электроснабжения предприятия. На стадии проектирования возникает необходимость определения расчетных нагрузок на различных уровнях системы электроснабжения (с первого по шестой уровень). Рассмотрим особенности определения нагрузок в обозначенных на схеме цифрами точках, переходя от низших ступеней к высшим.

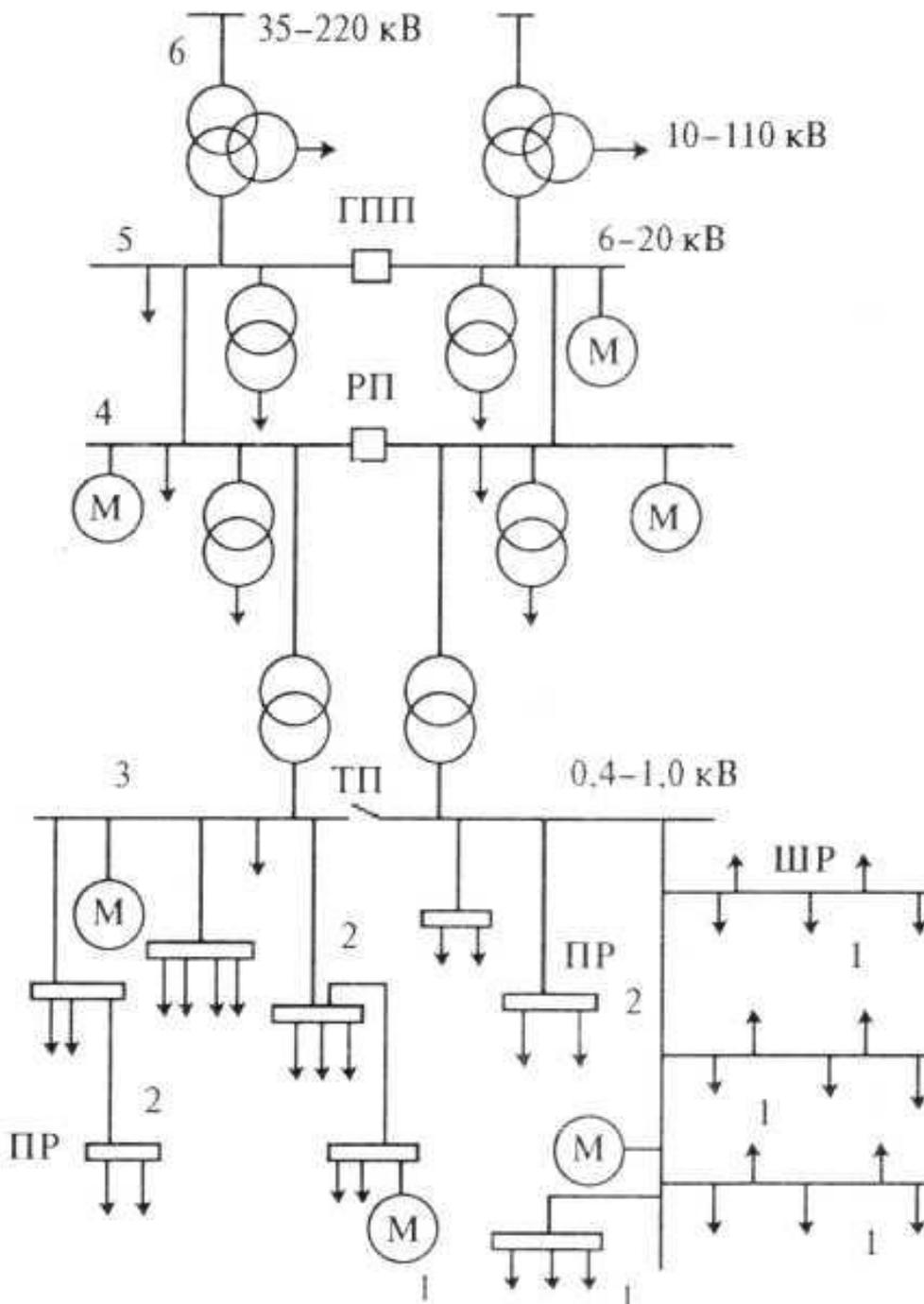


Рисунок 3.5 – Обобщенная схема электроснабжения предприятия

1-й уровень. Расчетная нагрузка, создаваемая одним приемником электроэнергии (напряжением до 1 кВ или выше), принимается равной номинальной (паспортной) мощности приемника при длительном режиме работы:

$$P_P = P_{НОМ} \quad \text{и} \quad I_P = I_{НОМ}.$$

Определение этой нагрузки необходимо для выбора сечения провода или кабеля, отходящего к данному ЭП, и аппарата защиты, при помощи которого производится присоединение ЭП к сети.

В некоторых случаях целесообразно к одному ответвлению присоединять три-четыре ЭП небольшой (до 3 кВт) мощности. В этом случае нагрузка такого ответвления определяется суммой номинальных мощностей.

Для приемников повторно-кратковременного режима (ПКР) работы их номинальная мощность не приводится к ПВ = 100%, а записывается паспортным значением.

2-й уровень. Определение нагрузки, создаваемой группой ЭП (распределительного шкафа, шинпровода, станции управления и т.п.), необходимо для выбора сечения провода или кабеля, питающего данную группу ЭП, и аппарата защиты, при помощи которого производится присоединение группы ЭП к сети.

Расчетная нагрузка распределительного шкафа, шинпровода т.п., создаваемая группой ЭП, определяется по одному из принятых методов расчетов с учетом коэффициента использования $K_{И}$, эффективного числа ЭП $n_{Э}$ и расчетного коэффициента K_P .

3-й уровень. За расчетную нагрузку на магистральном шинпроводе или на шинах низкого напряжения (НН) цеховой трансформаторной подстанции (ТП) принимается суммарная расчетная мощность, которая определяется как алгебраическая сумма с учетом мощности источников реактивной мощности и мощности осветительных цеховых установок.

$$S_{P3} = \sqrt{(P_{P2} + P_{PO})^2 + (Q_{P2} + Q_{PO} - Q_{КУНН})^2}, \quad (3.41)$$

где P_{PO} и Q_{PO} – активная и реактивная мощность осветительных установок;
 $Q_{КУ НН}$ – установленная мощность компенсирующих устройств до 1000 В.

По этой нагрузке выбирают число и мощность цеховых трансформаторов, сечения шин цеховой ТП, коммутационно-защитную аппаратуру на стороне НН.

Сечение линий, питающих цеховые трансформаторные подстанции, и коммутационно-защитная аппаратура этих линий определяется по мощности силовых трансформаторов с учетом их перегрузки в аварийном режиме.

4-й уровень. Для выбора сечения шин и питающих линий высоковольтного РП (распределительного пункта) и коммутационно-защитной аппаратуры со стороны ГПП определяется нагрузка на каждой секции шин ГПП.

Расчетная полная мощность определяется по расчетным активным и реактивным нагрузкам цехов, включая расчетную мощность силовых приемников напряжением выше 1 кВ, расчетную мощность, потребляемую на освещение территории завода, и установленную мощность компенсирующих устройств.

Расчетную активную мощность на шинах РП определяют по формуле

$$P_{P4} = (\Sigma P_{P3} + \Sigma P_{PВН}) \cdot K_O + P_{P.O} + \Delta P_{КУ}, \quad (3.42)$$

где $\Sigma P_{PВН}$ – суммарная расчетная мощность силовых приемников напряжением выше 1 кВ, получающих питание с шин РП;

$P_{P.O}$ – расчетная мощность, потребляемая на освещение территории завода с шин РП;

$\Delta P_{КУ}$ – потери активной мощности в компенсирующих устройствах (КУ) напряжением выше 1 кВ;

$$\Delta P_{КУ} = \Delta P_{УД} \cdot Q_{КУВН}, \quad (3.43)$$

где $\Delta P_{УД}$ – удельные потери активной мощности в КУ;

$Q_{КУВН}$ – установленная мощность высоковольтных КУ на шинах РП;

K_O – коэффициент одновременности максимумов силовой нагрузки.

Расчетную реактивную мощность на шинах высоковольтного РП определяют из выражения

$$Q_{P4} = (\Sigma Q_{P3} + \Sigma Q_{P.ВН}) \cdot K_O + Q_{P.O} - Q_{КУ}, \quad (3.44)$$

где $\Sigma Q_{P.ВН}$ – суммарная расчетная реактивная мощность силовых приемников напряжением выше 1 кВ, получающих питание с шин РП;

$Q_{P.O}$ – расчетная реактивная мощность, потребляемая на освещение территории завода.

Полная расчетная мощность на шинах высоковольтного РП составит

$$S_{P4} = \sqrt{P_{P4}^2 + Q_{P4}^2}, \quad (3.45)$$

По расчетной мощности S_{P4} определяют сечение питающих высоковольтных РП линий, сечение сборных шин РП и выбирают коммутационно-защитную аппаратуру питающих линий.

5-й уровень. Расчетная нагрузка на шинах ГПП определяется по сумме расчетных нагрузок отходящих линий ΣS_{P4i} с учетом коэффициента одновременности максимума нагрузок K_O , который зависит от средневзвешенного коэффициента использования цехов и числа присоединений на шинах ГПП

$$S_{P5} = K_O \cdot \Sigma S_{P4i}. \quad (3.46)$$

Знание этой нагрузки необходимо для выбора числа и мощности силовых трансформаторов ГПП и коммутационно-защитной аппаратуры ГПП.

6-й уровень. Граница балансовой принадлежности. Выбор сечения линий, питающих ГПП, осуществляется по расчетной мощности, определяемой на стороне ВН (высшего напряжения) ГПП:

$$S_{P6} = \sqrt{(P_{P5} + \Delta P_{ТР.ГПП})^2 + (Q_{P5} + \Delta Q_{ТР.ГПП})^2}. \quad (3.47)$$

3.5 Общие рекомендации по выбору метода определения расчетных нагрузок

Опыт проектирования и эксплуатации СЭС в последние десятилетия показал, что расчетные нагрузки систематически завышаются. Так, для предприятий черной металлургии ошибки расчетов достигали 5 – 200%, в результате чего загрузка силовых трансформаторов составляла 25 – 40%, распределительных сетей – 20 – 30%, а коэффициент спроса был равен 0,2 – 0,25. Для повышения точности определения S_p предлагается использовать комплексный метод расчета на основе комплексного подхода, отражающего все многообразие электрических и неэлектрических факторов. Комплексный метод основывается на отраслевой статистике факторов, которые определяют электрическую нагрузку объектов (цехов, предприятий) и их изменение во времени: число часов использования максимальной нагрузки, число установленных электродвигателей и средняя мощность одного двигателя, электроемкость продукции и удельный расход электроэнергии на производство единицы продукции, коэффициенты использования, спроса, максимума, заполнения графика электрической нагрузки, удельная мощность (плотность нагрузки), временные ряды электропотребления и др. Расчетная нагрузка определяется одновременно несколькими способами:

- 1) по общегодовому электропотреблению и коэффициенту максимума на четвертом, пятом и шестом уровнях;
- 2) по удельным расходам электроэнергии и коэффициенту максимума на пятом, четвертом уровнях;
- 3) по среднегодовому коэффициенту спроса на всех уровнях, кроме первого;
- 4) путем прогнозирования электропотребления на основе математических моделей.

Расчет выполняется последовательно сверху от шестого до третьего уровня (до определения количества трансформаторов КТП). Результаты согласовываются с расчетами для второго и третьего уровней, выполненных методом расчетных коэффициентов или другими способами. Если расчетные электрические нагрузки, определенные всеми перечисленными способами для одних и тех же уровней, различаются не более чем на 10%, то результат считается удовлетворительным.

3.6 Определение расчетных нагрузок с учетом однофазных приемников

В СЭС наряду с трехфазными приемниками электроэнергии имеют место стационарные и передвижные приемники однофазного тока, подключаемые на фазное или линейное напряжение.

При проектировании следует стремиться распределить мощности однофазных приемников по фазам трехфазной сети равномерно. Однако это не всегда удается. Считается, что распределение по фазам однофазных ЭП

выполнено равномерно, если неравномерность нагрузки по фазам не превышает 15%. В этом случае ЭП, включенные на фазные и линейные напряжения, учитываются как трехфазные ЭП той же суммарной мощности. При превышении указанных пределов неравномерности расчетная нагрузка принимается равной тройному значению наиболее загруженной фазы.

Неравномерность по фазам, по расчетному узлу определяется как разность между активными нагрузками наиболее и наименее нагруженных фаз с отнесением ее к наименее нагруженной фазе по формуле:

$$C_{HEP\%} = \frac{P_{НОМ.МАХ.Ф} - P_{НОМ.МИН.Ф}}{P_{НОМ.МИН}} \cdot 100\% , \quad (3.48)$$

где $P_{НОМ.МАХ.Ф}$, $P_{НОМ.МИН.Ф}$ – номинальные мощности наиболее и наименее загруженных фаз однофазных ЭП.

Нагрузки отдельных фаз при включении однофазных ЭП на линейное напряжение определяются как полусуммы двух плеч, прилегающих к данной фазе (рисунок 3.6, а):

$$P_A = \frac{P_{AB} + P_{AC}}{2} ; \quad P_B = \frac{P_{AB} + P_{BC}}{2} ; \quad P_C = \frac{P_{CA} + P_{BC}}{2} . \quad (3.49)$$

При включении однофазных нагрузок на фазное напряжение нагрузка каждой фазы определяется суммой всех подключенных нагрузок на эту фазу (рисунок 3.6, б).

Из полученных результатов выбирается наибольшее значение.

При числе неравномерно распределенных по фазам однофазных приемников до трех включительно $P_{ЭК}$ определяют упрощенными способами:

1) при включении однофазных приемников на фазные напряжения $P_{ЭК}$ принимают равной утроенному значению номинальной мощности $P_{М.Ф}$ максимально загруженной фазы

$$P_{ЭК} = 3P_{М.Ф} , \quad (3.50)$$

$$Q_{ЭК} = 3Q_{М.Ф} . \quad (3.51)$$

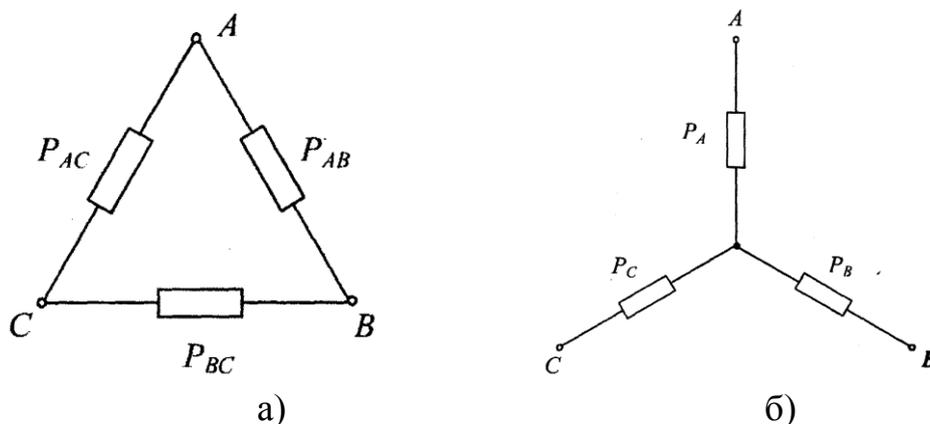


Рисунок 3.6 – Схема включения однофазных нагрузок:
а) – на линейное напряжение, б) – на фазное напряжение

2) при включении однофазных приемников на линейное напряжение условную трехфазную номинальную мощность определяют:

а) при одном приемнике

$$P_{ЭК} = \sqrt{3} p_{НОМ.Л}, \quad (3.52)$$

где $p_{НОМ.Л}$ – номинальная мощность приемника;

$$Q_{ЭК} = \sqrt{3} Q_{НОМ.Л}. \quad (3.53)$$

б) при двух-трех приемниках, включенных на разные линейные напряжения трехфазной сети,

$$P_{ЭК} = 3 p_{НОМ.Л},$$

где $p_{НОМ.Л}$ – номинальная мощность приемника наиболее загруженной фазы.

3.7 Определение пиковых нагрузок

Пиковой нагрузкой одного или группы ЭП называется кратковременная нагрузка (длительность от доли до нескольких секунд), обусловленная пуском электродвигателей, эксплуатационными короткими замыканиями дуговых электропечей, электросваркой и т. п.

Максимальным (пиковым) током одного ЭП может быть:

а) пусковой ток асинхронного электродвигателя с короткозамкнутым ротором или синхронного двигателя. В случае отсутствия заводских данных пусковой ток может быть принят равным 5-кратному номинального;

б) пусковой ток двигателя постоянного тока или асинхронного с фазным ротором. При отсутствии более точных данных пусковой ток принимается не меньше 2,5-кратного, номинального;

в) пиковый ток печных и сварочных трансформаторов, который должен быть принят по заводским данным, а в случае их отсутствия – не менее 3-кратного номинального (без приведения к ПВ = 100%).

Пусковой ток одного двигателя определяется по формуле:

$$I_{ПУСК} = I_{НОМ} \cdot K_{ПУСК}; \quad (3.54)$$

где $I_{НОМ}$ – номинальный ток двигателя;

$K_{ПУСК}$ – кратность пускового тока для асинхронных двигателей (5 – 7);

Пиковый ток группы ЭП, определяется как арифметическая сумма наибольшего из пусковых токов двигателей, входящих в группу, и расчетного тока группы приемников за вычетом расчетного тока двигателя, имеющего наибольший пусковой ток:

$$I_{ПИК} = I_P + (K_{ПУСК} - 1) \cdot I_{НОМ.МАХ}, \quad (3.55)$$

где $I_{ПУСК.МАХ}$, $I_{НОМ.МАХ}$ – пусковой и номинальный ток двигателя с наибольшим пусковым моментом;

$K_{И}$, $K_{ПУСК}$ – коэффициент использования и пусковой коэффициент двигателя, имеющего наибольший пусковой ток;

I_P – расчетный ток группы приемников (двигателей).

3.8 Классификация помещений по характеру среды и опасности поражения электрическим током

Производственные помещения согласно ПУЭ делятся на помещения сухие, влажные, сырые, особо сырые, жаркие, пыльные, с химически активной и органической средой и электропомещения. Кроме того, в производственных помещениях и наружных установках, в зависимости от видов технологических процессов, могут выделяться пожароопасные и взрывоопасные зоны.

Электропомещениями называются помещения или отгороженные (например, сетками) части помещения, в которых расположено электрооборудование, доступное только для квалифицированного обслуживающего персонала.

Сухими помещениями называются помещения, в которых относительная влажность воздуха не превышает 60%.

Если в сухих помещениях не выделяется пыль, химически активные или органические вещества и температура не превышает +35°C, то они называются *нормальными*.

Влажными помещениями называются помещения, в которых относительная влажность воздуха более 60%, но не превышает 75%.

Сырыми помещениями называются помещения, в которых относительная влажность длительно превышает 75%.

Особо сырыми помещениями называются помещения, в которых относительная влажность близка к 100% (потолок, стены, пол и предметы, находящиеся в помещении, покрыты влагой).

Жаркими помещениями называются помещения, в которых под воздействием различных тепловых излучений температура постоянно или периодически (более 1 суток) превышает +35°C. Например, помещения с сушилками, сушильными или обжигательными печами, котельные и т.п.

Пыльными помещениями называются помещения, в которых по условиям производства выделяется технологическая пыль, которая может оседать на токоведущих частях, проникать внутрь машин и аппаратов и т.п. Пыльные помещения разделяются на помещения с токопроводящей пылью и на помещения с нетокопроводящей пылью.

Помещениями с *химически активной или органической средой* называются помещения, в которых постоянно или в течение длительного времени содержатся агрессивные пары, газы, жидкости, образуются отложения или плесень, разрушающие изоляцию и токоведущие части электрооборудования.

Условия окружающей среды в значительной степени влияют на вероятность возникновения поражения персонала электрическим током. В соответствии с ПУЭ все помещения в отношении опасности поражения людей электрическим током подразделяются так:

1) помещения без повышенной опасности (нормальные помещения), в которых отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность;

2) помещения с повышенной опасностью, характеризующиеся наличием в них одного или следующих условий, создающих повышенную опасность:

а) сырость или токопроводящая пыль;

б) токопроводящие полы (металлические, земляные, железобетонные, кирпичные и т.п.);

в) высокая температура;

г) возможность одновременного прикосновения человека к металлоконструкциям зданий, имеющим соединение с землей, технологическим аппаратам, механизмам и т.п., с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования (открытым проводящим частям), с другой.

3) особо опасные помещения, характеризующиеся наличием одного или более факторов опасности:

а) особая сырость;

б) химически активная или органическая среда;

в) одновременно два или более условий повышенной опасности.

4) территория открытых электроустановок в отношении опасности поражения людей электрическим током приравнивается к особо опасным помещениям.

4 КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

4.1 Выбор рационального напряжения для питания электроприемников

Питание основной массы ЭП в СЭС напряжением до 1000 В осуществляется с использованием стандартных напряжений 0,23, 0,4 и 0,66 кВ. Напряжение 0,23кВ для питания освещения и мелких однофазных ЭП. Самое широкое распространение получила система 0,4/0,23 кВ для совместного питания силовых и осветительных установок. Напряжение 500 В в настоящее время исключено из ГОСТ, но введено напряжение 0,66 кВ.

Определение варианта питания силовых ЭП на напряжении 0,66 кВ или 0,4 кВ производится на основании технико-экономических расчетов с учетом достоинств и недостатков применения этих напряжений.

Достоинства применения напряжения 0,66 кВ перед напряжением 0,4 кВ:

1) увеличение пропускной способности сети в 1,5 раза и уменьшение в сетях потерь напряжения, мощности и энергии (ΔU , ΔP , ΔW);

2) электродвигатели средней мощности 300 – 700 кВт могут быть выбраны на напряжение 0,66 кВ вместо напряжения 6 кВ, при этом электродвигатели 0,66 кВ более экономичны, чем электродвигатели 6 кВ той же мощности;

3) электродвигатели 0,66 кВ можно использовать и в сети напряжением 0,4 кВ, переключив схему соединения обмоток с Y на Δ ;

4) снижается стоимость устройств компенсации реактивной мощности (КРМ) на 70% против КРМ 0,4 кВ той же мощности;

5) при применении системы глухого заземления нейтрали улучшаются условия отключения однофазных токов КЗ;

б) в случае применения электродвигателей средней мощности (200-500 кВт) на 0,66 кВ, а более крупных на напряжении 10 кВ отпадает необходимость в напряжении 6 кВ и имеются дополнительные преимущества от применения в распределительной электрической сети напряжения 10 кВ вместо напряжения 6 кВ в плане уменьшения потерь мощности, электроэнергии и напряжения.

Недостатки применения напряжения 0,66 кВ вместо напряжения 0,4 кВ:

1) осветительные установки, цепи управления и автоматики силовых ЭП необходимо запитывать от специальных трансформаторов 10-6/0,23 кВ; 0,66/0,23 кВ;

2) стоимость кабельных линий к электродвигателям средней мощности 300-700 кВт из-за значительных сечений дороже аналогичных линий при напряжении 6-10 кВ;

3) недостаточна номенклатура серийно изготавливаемого электрооборудования на напряжении 0,66 кВ, особенно специального: кранового, взрывобезопасного и т.п.;

4) увеличивается стоимость электродвигателей небольшой мощности 0,66 кВ против электродвигателей такой же мощностью 0,4 кВ, но эти увеличения незначительны, и при проведении технико-экономических расчетов этой разностью, как правило, пренебрегают;

5) увеличивается число цеховых КТП по сравнению с вариантом 0,4 кВ, если электродвигатели средней мощности выбраны напряжением 0,66 кВ, однако это увеличение может быть скомпенсировано разностью в стоимости электродвигателей 6 кВ и 0,66 кВ;

б) увеличивается возможность поражения персонала электрическим током.

При проведении ТЭР рассматриваются только основные факторы, влияющие на изменение затрат:

1) стоимость потерь ΔP и ΔW в сетях до 1000 В и в электродвигателях средней мощности;

2) разность в стоимости компенсирующих устройств (КУ);

3) разность в стоимости электродвигателей средней мощности 0,66 кВ и 6 кВ;

4) разность в стоимости электрической сети (кроме кабельных ЛЭП к электродвигателям средней мощности);

5) разность в стоимости вариантов распределительной сети 10 кВ и 6 кВ, если в результате выбора электродвигателей средней мощности напряжением 660 В отпала необходимость в применении напряжения 6 кВ.

Факторы, повышающие затраты при применении напряжения 0,66 кВ:

1) разность в стоимости цеховых КТП и потерь ΔP , ΔW в трансформаторах;

2) разность в стоимости осветительных установок, систем управления и автоматики;

3) разность в стоимости кабельных ЛЭП электродвигателей средней мощности 0,66 кВ и 6 кВ.

Таким образом, следует учитывать, что напряжение питания 0,66 кВ не предназначено для полной замены напряжения 0,4 кВ, а имеет свою определенную область применения. Переход с напряжения 0,4/0,23 кВ на 0,66/0,4 кВ может быть эффективен лишь для отдельных узлов и частей электрической сети до 1000 В, но с применением трехобмоточных трансформаторов на цеховых ТП 6-10/0,66/0,4 кВ.

Эффективность применения напряжения 0,66 кВ может быть достигнута на предприятиях угольной, горнорудной, химической и нефтехимической промышленности, на обогатительных фабриках и целлюлозно-бумажных комбинатах, лесопромышленных комплексах и т.п.

4.2 Схемы цеховых электрических сетей

В основном в нашей стране используются электроприемники на напряжении до 1000 В. Электрические сети такого напряжения применяют для выполнения технологических процессов. В промышленных цехах работают большое количество электродвигателей, электролизных ванн, электропечных, электросварочных, конвейерных, подъемно-транспортных и других установок.

Схемы электроснабжения ЭП напряжением до 1000 В зависят от многих составляющих: мощности и количества ЭП, требуемой степени надежности, распределения потребителей по территории цеха и других факторов. Поэтому они должны удовлетворять следующим условиям:

1) обеспечить необходимую надежность электроснабжения и безопасность обслуживания;

2) быть гибкими и удобными в эксплуатации;

3) иметь оптимальные технико-экономические показатели;

4) допускать возможность индустриального монтажа.

Схемы цеховых сетей разделяются на: радиальные, магистральные и смешанные.

Радиальные схемы (рисунок 4.1) применяются для питания:

а) мелких групп ЭП, находящихся в различных местах и удаленных от щита низкого напряжения цеховых подстанций;

б) мощных сосредоточенных групп ЭП (электродвигателей насосов, компрессоров, электрических печей и т.п.);

в) ЭП ответственных потребителей;

г) при наличии в цехе неблагоприятной среды (агрессивной, пожаро-взрывоопасных зон и др.).

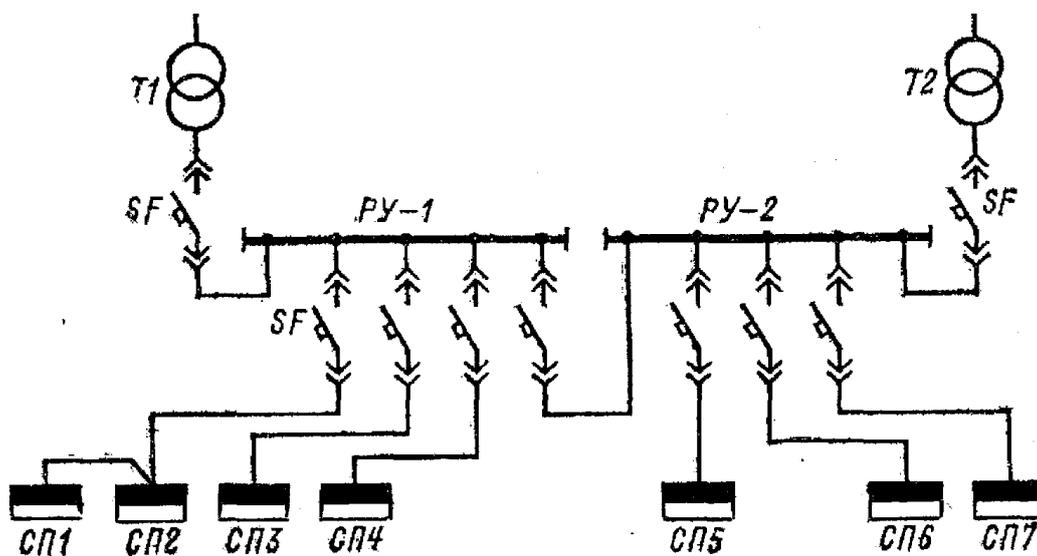


Рисунок 4.1 – Радиальная схема распределения электроэнергии на напряжение до 1 кВ

Радиальная схема электроснабжения представляет собой совокупность линий цеховой электрической сети, отходящих от распределительного устройства (РУ) низшего напряжения трансформаторной подстанции (ТП) и предназначенных для питания небольших групп приемников электроэнергии, расположенных в различных местах цеха. Радиальные схемы электроснабжения применяют в тех случаях, когда невозможно применить магистральные схемы.

Распределение электроэнергии к отдельным потребителям при радиальных схемах осуществляют самостоятельными линиями от силовых распределительных пунктов, располагаемых в центре электрических нагрузок данной группы потребителей. Радиальные схемы обеспечивают высокую надежность электроснабжения. Однако они требуют больших затрат на электрооборудование и монтаж, чем магистральные схемы.

Радиальные сети выполняются кабелем или проводом. При применении радиальных схем не рекомендуются многоступенчатые схемы (число ступеней не должно быть более двух).

Во всех остальных случаях находят применение магистральные схемы.

Магистральные схемы (рисунок 4.2) обеспечивают надежность несколько ниже, чем радиальные, так как при повреждении магистрали отключаются все ЭП, находящиеся за местом повреждения. Но, тем не менее, у современных магистральных шинопроводов надежность достаточно велика.

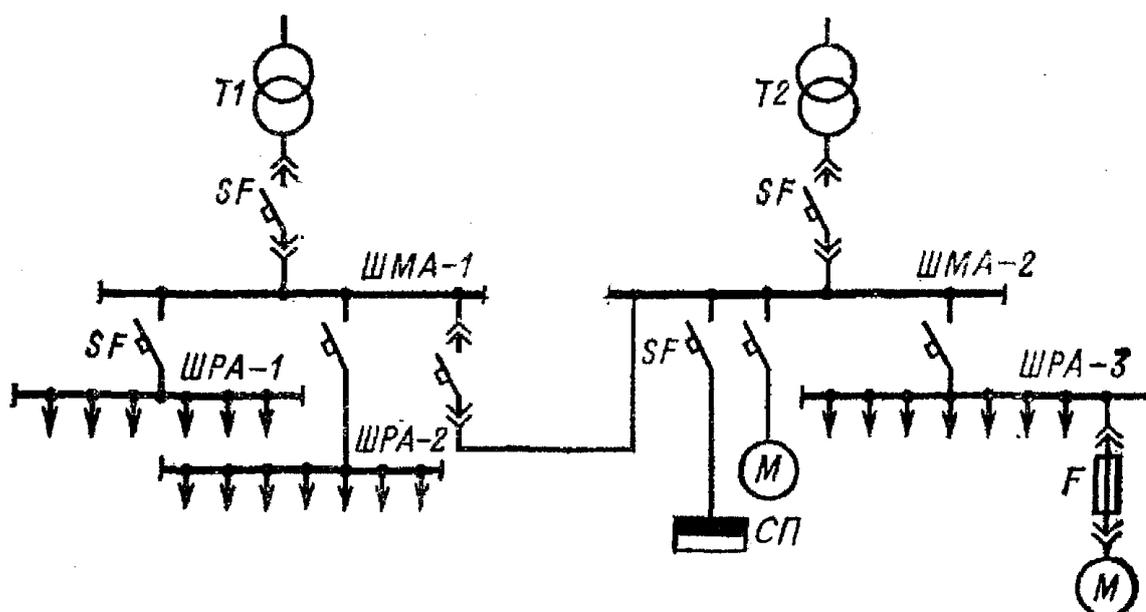


Рисунок 4.2 – Схема блока трансформатор – магистраль для двухтрансформаторной подстанции

Применение магистральных схем имеет ряд достоинств по сравнению с радиальными:

- а) ниже стоимость за счет уменьшения длины кабельных линий и защитно-коммутационных аппаратов;
- б) обеспечивается скоростной индустриальный монтаж и удобство при эксплуатации;
- в) меньше потери мощности и напряжения.

Однако последнее приводит к увеличению и удорожанию аппаратуры из-за больших величин токов короткого замыкания, хотя и незначительно.

В настоящее время особенно широко используются схемы «блок трансформатор – магистраль» (рисунок 4.3).

Линию цеховой электрической сети, отходящую от устройства низшего напряжения цеховой ТП и предназначенную для питания отдельных наиболее мощных приемников электроэнергии и распределительной сети цеха, называют *главной магистральной линией (или главной магистралью)*.

Главные магистрали рассчитывают на большие рабочие токи (до 6300 А); они имеют небольшое количество присоединений. Широко применяют магистральные схемы типа *блок трансформатор – магистраль (БТМ)*. В такой схеме отсутствует РУ низкого напряжения на ТП, а магистраль подключается непосредственно к цеховому трансформатору через вводной автоматический выключатель (рисунок 4.3). При двухтрансформаторной подстанции и схеме *БТМ* между магистралями для взаимного резервирования устанавливается переключатель с автоматическим выключателем (рисунок 4.2).

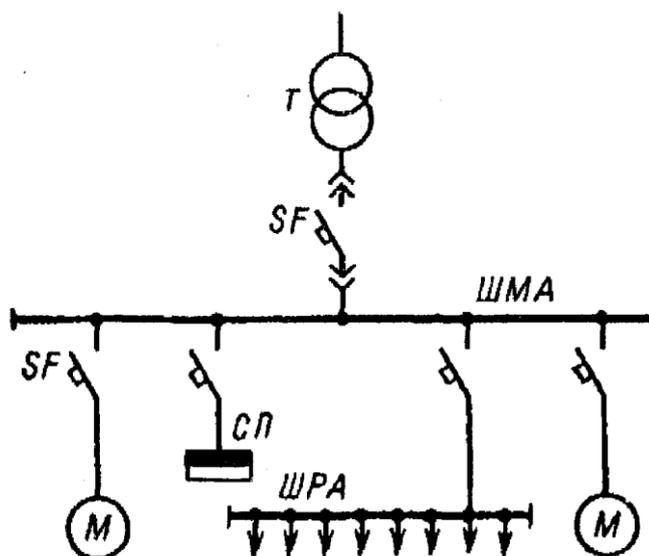


Рисунок 4.3 – Схема блока трансформатор-магистраль для однотрансформаторной подстанции

Рекомендуется применять магистральные схемы с числом отходящих от ТП магистралей, не превышающим числа силовых трансформаторов. При этом суммарная пропускная способность питающих магистралей не должна превышать суммарную номинальную мощность силовых трансформаторов.

В крупных цехах с трансформаторами мощностью 1600 и 2500 кВ·А и рассредоточенными нагрузками применяют смешанную схему, которая представляет собой радиальную схему с несколькими магистралями, питающимися от одного трансформатора. Цеховая ТП при этом должна иметь РУ низкого напряжения с числом линейных автоматических выключателей, равным числу присоединенных магистралей (рисунок 4.4).

Распределительные шинопроводы предназначены для питания приемников малой и средней мощности, равномерно распределенных вдоль линий магистрали. Такие схемы выполняют с помощью комплектных распределительных шинопроводов серии ШРА на токи до 630 А. Питание их осуществляют от главных магистралей или РУ низшего напряжения цеховой подстанции (рисунки 4.2, 4.4).

Цеховые сети напряжением до 1000 В должны преимущественно выполняться по магистральным схемам. Применение радиальных схем следует ограничивать цехами, в которых прокладка магистралей невозможна или явно нецелесообразна.

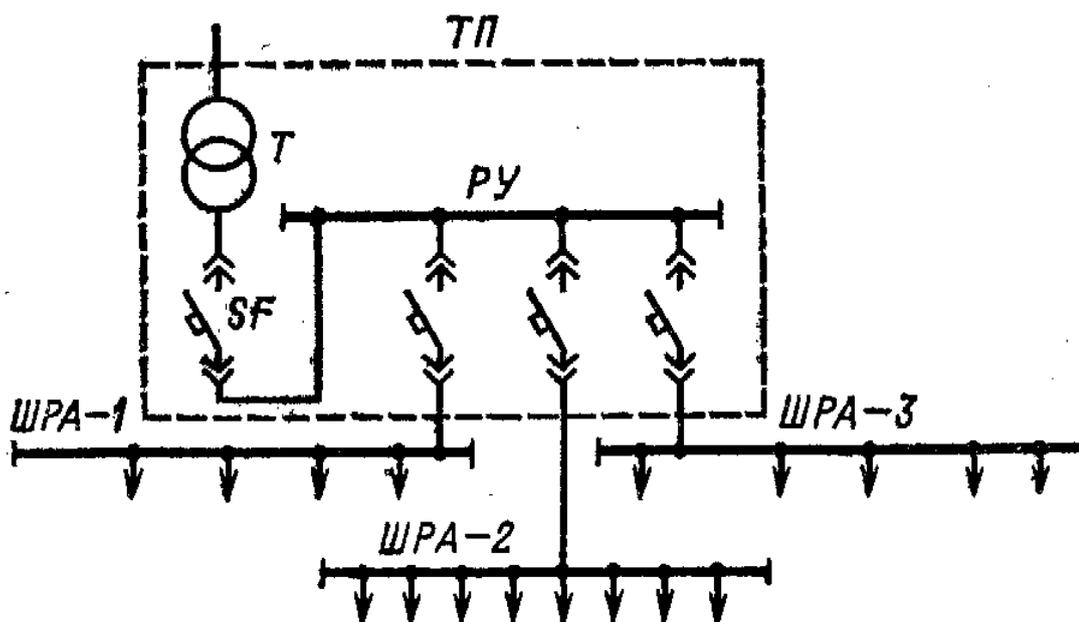


Рисунок 4.3 – Смешанная схема с несколькими магистралями

4.3 Конструктивное исполнение цеховых электрических сетей

Сети напряжением до 1 кВ служат для распределения электроэнергии внутри производственных зданий, а также для питания некоторых ЭП, расположенных за их пределами на территории предприятия. Электрические сети производственных зданий напряжением до 1 кВ являются составной частью СЭС предприятия и осуществляют непосредственное питание большинства ЭП. Схема низковольтной сети определяется технологическим процессом производства, планировкой помещений, взаимным расположением ТП, ЭП и вводов питания, расчетной мощностью, требованиями бесперебойности электроснабжения, технико-экономическими соображениями, условиями окружающей среды.

На рисунке 4.4 показаны места устройства внутрицеховых электроустановок, соединение которых между собой по определенной схеме образует электрическую сеть производственного здания.

На рисунке 4.4, представляющем собой поперечный разрез пролета производственного здания, показаны открытые шинные магистрали 1, расположенные в верхней зоне (А) цеха. Там же установлен осветительный шинопровод 2. На капителе колонны (в зоне В) расположен троллейный шинопровод 3 для питания нагрузок мостового крана, по конструкциям вдоль стены здания (в зоне В) размещены распределительный 4 и магистральные 8 шинопроводы. В помещении (в зоне Д) имеется кабельный канал 6 для прокладки кабелей, распределительный шкаф 5 для питания силовых электроприемников и осветительный щиток 7 (зона Г).

В зависимости от принятой схемы электроснабжения и условий окружающей среды электрические сети зданий могут выполняться неизолированными проводами и шинами, изолированными шинопроводами, кабельными линиями и электропроводами.

В качестве магистральных сетей могут быть использованы открытые, защищенные или закрытые шинопроводы.

Открытые шинопроводы применяют для магистралей, к которым непосредственно приемники электроэнергии не подключаются. Они выполняются алюминиевыми шинами, закрепленными на изоляторах, и прокладываются по фермам и колоннам цеха на недоступной высоте 10 – 12 м. Питание распределительных пунктов от открытых шинопроводов выполняют кабелем или проводом, проложенным в трубах. Такое исполнение сети ограничено применением в литейных и прокатных производственных помещениях металлургических заводов, крупных сварочных цехах механосборочных заводов, где по условиям влажности и пыльности среды невозможно применение комплектных магистральных шинопроводов типа ШМА, предназначенных только для помещений с нормальной средой.

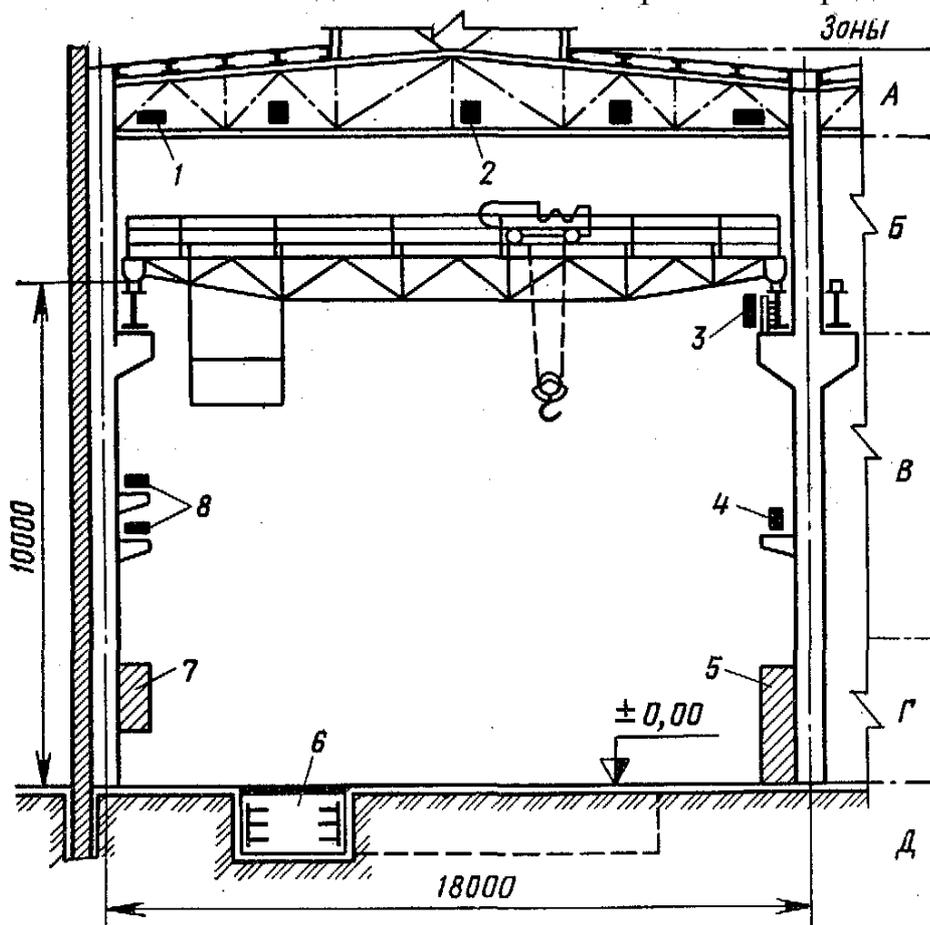


Рисунок 4.4 – Электрическая сеть производственного здания

Защищенный шинопровод представляет собой открытый шинопровод (рисунок 4.5), огражденный от случайного прикосновения к шинам и попадания на них посторонних предметов сеткой или коробом из перфорированных

листов. В настоящее время широко используют закрытые шинопроводы (ШМА), изготавливаемые заводским способом. Такой шинопровод называют комплектным, так как он поставляется в виде отдельных сборных секций, которые представляют собой три или четыре шины, заключенные в оболочку и скрепленные самой оболочкой или изоляторами-клещами.

Для выполнения прямых участков линий служат прямые секции, для поворотов – угловые, для разветвлений – тройниковые и крестовые, для ответвлений – ответвительные, для присоединений – присоединительные, для компенсации изменения длины при температурных удлинениях – компенсационные и для подгонки длины – подгоночные. Соединение секций на месте их монтажа выполняют сваркой, болтовыми или штепсельными креплениями.

Для главных магистралей выпускают комплектные шинопроводы типов ШМА4 и ШМА5 (с токами свыше 630 А) или аналогичные зарубежного производства. Магистральные шинопроводы крепят на высоте 3 – 8 м над полом помещения на кронштейнах или специальных стойках. Это обеспечивает небольшую длину спусков к распределительным магистралям, силовым РП или мощным приемникам электроэнергии.

Распределительные магистрали (рисунок 4.5) выполняют комплектными шинопроводами серий ШРА4 или ШМА5 (с токами не более 630 А). Отдельные приемники подключают к ШРА через ответвительные коробки кабелем или проводом, проложенным в трубах, коробах или металлорукавах.

На каждой секции ШРА4 и ШРА 5 длиной 3 м имеется восемь отверстий (по четыре с каждой стороны), через которые присоединяются ответвительные коробки с автоматическими выключателями или с рубильниками и предохранителями.

Присоединение распределительных к магистральному шинопроводу осуществляют кабельной перемычкой, соединяющей вводную коробку ШРА с ответвительной секцией ШМА (рисунок 4.6). Вводная коробка ШРА может быть установлена на конце секции или в месте стыка двух секций.

Крепление шинопроводов типа ШРА выполняют на стойках на высоте 2,5-3,5 м над полом, кронштейнами к стенам и колоннам, на тросах к фермам здания.

Номинальные токи магистральных шинопроводов: 1000, 1250, 1600, 2500, 4600 и 6300 А, распределительных - 100, 160, 250, 400 и 630 А. Номинальные токи ответвлений от магистральных шинопроводов – 160, 250, 400, 630, 1000, 1600, 2500 и 4000 А; от распределительных – 25, 63, 100, 160, 250 и 400 А.

Конструкции современных комплектных шинопроводов обладают высокой электродинамической и термической стойкостью. Так, например, магистральный шинопровод на ток 6300 А выдерживает ударный ток короткого замыкания 100 кА за счет расщепления фаз (aa' , vv' , cc').

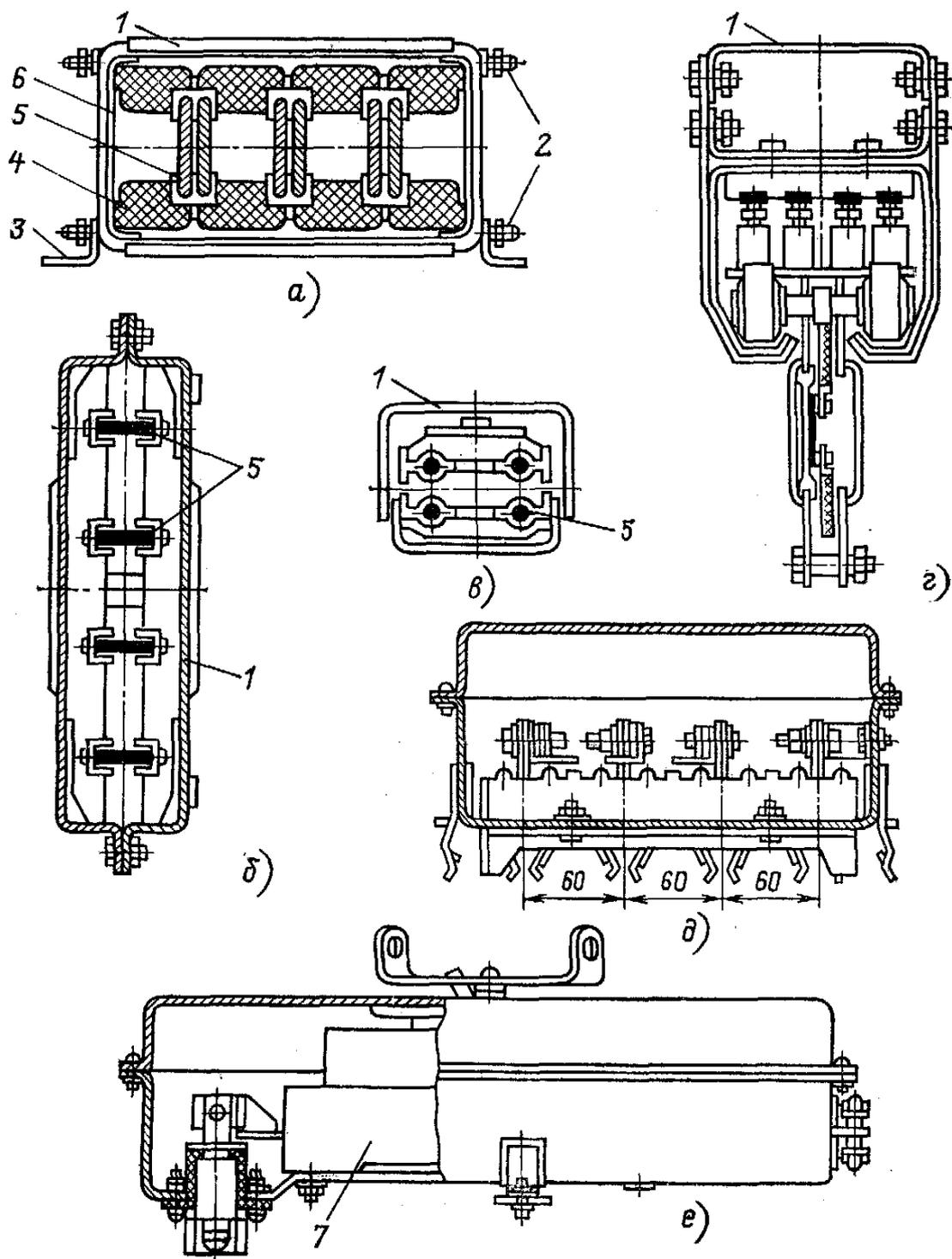


Рисунок 4.5 – Конструкции шинопроводов различных серий и их элементы:

а) – магистральный ШМА; б) – распределительный ШРА; в) – осветительный ШОС; г) – троллейный ШТМ; д) – вводная коробка; е) – ответвительная коробка с автоматическим выключателем; 1 – крышка; 2 – стяжные болты; 3 – алюминиевые уголки; 4 – изоляторы; 5 – шины; 6 – ядро; 7 – автоматический выключатель

Для питания крановых двигателей, а также электродвигателей тельферов применяют троллейные линии. Троллейные линии выполняют троллеями – голыми проводниками, что обеспечивает возможность создания контакта с токосъемником в любом месте линии или специальными троллейными шинопроводами (ШТМ, КВН).

Крановые троллеи изготавливаются из угловой стали с подпиточными алюминиевыми шинами шириной 40-80 мм, толщиной 5-8 мм, а также и без подпиточных шин. Крановые троллейные линии трехфазного тока – трехпроводные, постоянного тока – двухпроводные.

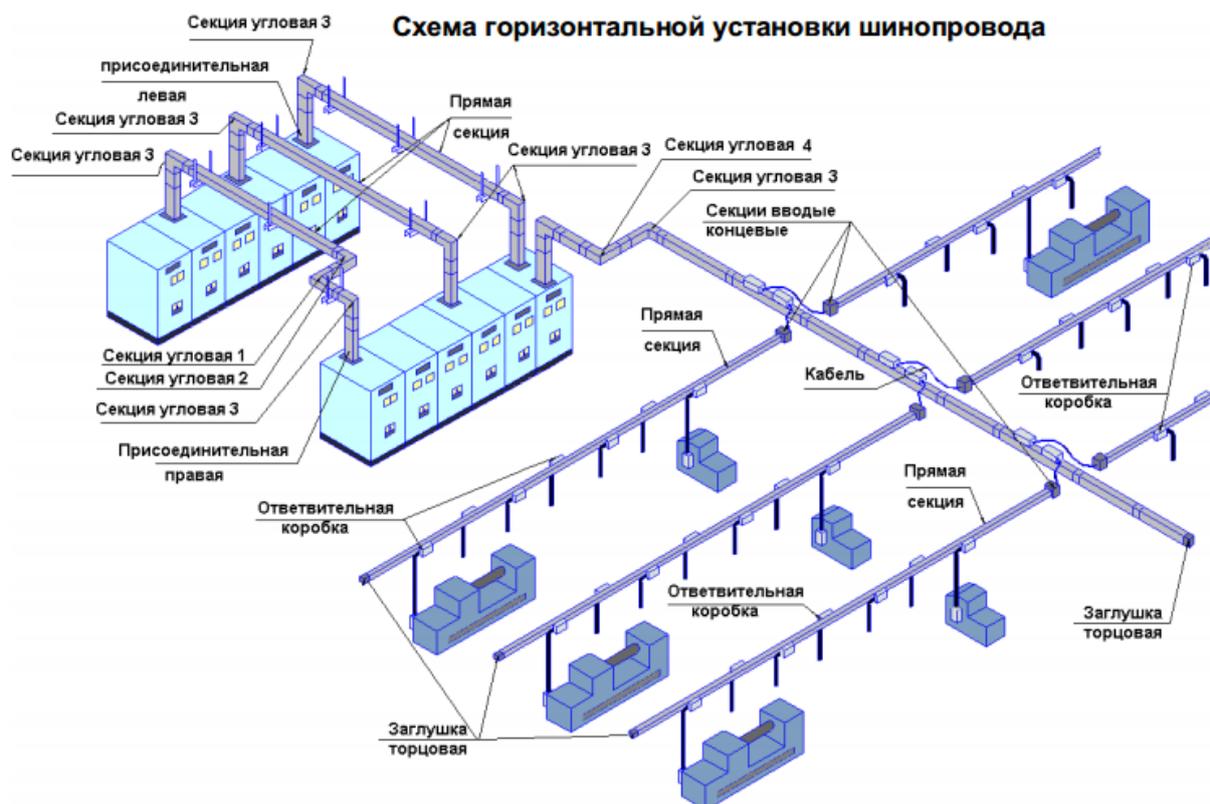


Рисунок 4.6 – Установка силовых шинопроводов в цехе

Наибольшую монтажную готовность имеют троллейные шинопроводы, собираемые из комплектных троллеев. Комплектные троллеи поставляются секциями длиной 6 м угловой стали с обработанными и предохраненными от коррозии контактными поверхностями. На концах секций приварены соединительные планки, к которым присоединены подпиточные шины с компенсаторами, планками и наконечниками для присоединения проводов. Комплектные троллеи поставляются вместе с крановыми кронштейнами – металлоконструкциями, на которых установлены изоляторы с троллеедержателями. В комплекте поставляются также двух- и трехламповые светофоры – указатели наличия напряжения на троллеях.

Примером тому служит троллейный шинопровод КВН, представляющий собой универсальную закрытую троллейную систему для установки в помещении или на открытом воздухе (рисунок 4.7). Надёжный и прочный ячеистый ПВХ корпус шинопровода приспособлен для установки медных шин различного сечения, по которым электрический ток через подвижную каретку токосъёмника передаётся на подключённое подъемно-транспортное оборудование (мостовой кран, кран-балка).



Рисунок 4.7 – Троллейный шинопровод КВН

Кабели применяют в радиальных сетях для питания мощных сосредоточенных нагрузок или узлов нагрузок. При прокладке кабелей внутри зданий их располагают открытым способом по стенам, колоннам, фермам и перекрытиям, в трубах, проложенных в полу и перекрытиях, каналах, блоках, лотках и коробах.

Для открытой прокладки внутри зданий используют бронированные и чаще небронированные кабели без наружного джутово-битумного покрова (из условий пожароопасности). Трасса кабелей выполняется по возможности прямолинейной и удаленной от различных трубопроводов. Если прокладывают одиночный кабель по стенам и перекрытиям, то его крепят при помощи скоб. При прокладке нескольких кабелей применяют опорные конструкции заводского изготовления, собираемые из отдельных деталей – стоек и полок.

Наиболее распространенной в производственных помещениях при большом числе кабельных линий является прокладка в специальных каналах. В этом случае в полу помещений сооружают канал из железобетона или кирпича, который перекрывают железобетонными плитами или стальными рифлеными листами. Кабели внутри канала укладывают на типовые сборные конструкции, укрепленные на боковых стенках.

Преимущества такой прокладки является в защите их от механических повреждений, удобстве осмотра и ревизии в процессе эксплуатации, а недостатки – в значительных капитальных затратах.

Прокладка бронированных кабелей в каналах допустима в помещениях с любым характером среды. Однако при попадании в канал воды, химически активных жидкостей или расплавленного металла такая прокладка не допускается.

Блоки и туннели применяют для прокладки особо ответственных кабельных линий при большом числе кабелей, идущих в одном направлении, в помещениях с агрессивной средой и при возможном разливе металла или горючих жидкостей. Кабели в туннелях и блоках прокладывают на типовых металлических конструкциях.

Кабельные туннели хорошо защищают от механических повреждений, в которых удобно их осматривать и ремонтировать. Однако существенными недостатками являются значительные капитальные затраты на строительную часть и ухудшенные условия охлаждения.

Электропроводами называются сети постоянного и переменного токов напряжением до 1 кВ, выполняемые изолированными проводами и небронированными кабелями малых (до 16 мм²) сечений с пластмассовой изоляцией жил с относящимися к ним креплениями и поддерживающими конструкциями. В производственных зданиях основным конструктивным видом электропроводок является прокладка в лотках, коробах, трубах и на тросах.

Электропроводки в трубах являются надежными и в то же время наиболее трудоемкими и дорогостоящими. Поэтому рекомендуется избегать прокладки кабелей (провода) в трубах. При отсутствии такой возможности (например, из-за стесненных габаритов некоторых участков трассы, необходимости защиты электропроводок от механических повреждений, в помещениях со взрывоопасной средой и т. п.) следует широко применять комбинированную прокладку кабелей (проводов): в трубах на одних участках трассы и открыто на остальных.

Электрические сети, выполненные проводами, прокладывают открыто на изолирующих опорах, в стальных и пластмассовых трубах.

Открытая прокладка изолированных проводов допускается во всех помещениях, за исключением помещения с взрывоопасной средой. Легкие водогазопроводные трубы допускается применять во всех средах и наружных установках. Не рекомендуется их использовать в помещениях сырых, особо сырых, с химически активной средой и для наружных установок. Тонкостенные электросварные трубы не применяют для помещений со взрывоопасной, сырой, особо сырой, химически активной средой, в наружных установках и грунте; их рекомендуют применять в остальных средах, в том числе в пожароопасных помещениях. Прокладка сетей изолированными проводами в обыкновенных стальных водогазопроводных трубах допускается только во взрывоопасных зонах.

Применение пластмассовых труб позволяет экономить стальные трубы, а также снизить трудоемкость трубных электропроводок. Пластмассовые трубы для электропроводок применяют из винипласта, полиэтилена и полипропилена.

Винипластовые трубы применяют для скрытых и открытых прокладок во всех средах, кроме взрывоопасных и пожароопасных, а также для прокладок в горячих цехах. При открытой прокладке винипластовые трубы не допускается применять в больницах, детских учреждениях, на чердаках и в животноводческих помещениях.

Применение полиэтиленовых и полипропиленовых труб запрещено применять во всех помещениях при открытой прокладке, а при скрытой во взрыво- и пожароопасных помещениях, в зданиях ниже второй степени огнестойкости, в зрелищных, детских и лечебных учреждениях, в жилых и общественно-административных учреждениях, в зданиях повышенной этажности.

Полиэтиленовые и полипропиленовые трубы рекомендуют при скрытой прокладке, в помещениях сухих, сырых, пыльных и с химически агрессивной средой.

В ряде отраслей промышленности (в частности, в приборостроении) для питания потребителей небольшой мощности, располагаемых рядами, применяют прокладываемые в полу модульные сети. Такая сеть состоит из проложенных в полу магистральных труб и подпольных разветвительных коробок, над которыми устанавливают разветвительные колонки для питания приемников переменным током до 60 А при напряжении до 0,4 кВ. Коробки для модульных сетей типа КМ-20М имеют пылеводонепроницаемое исполнение. Конструктивно коробки имеют четыре отверстия с патрубками в боковых стенках – два для магистрали и два для ответвлений. Ответвительные коробки чаще всего располагают на расстоянии 2 – 3 м.

Кроме шинопроводов в качестве основного электрооборудования для сетей производственных зданий напряжением до 1 кВ применяются: панели распределительные, силовые распределительные шкафы, распределительные пункты, ящики с рубильниками и предохранителями, ящики с блоками выключатель – предохранитель, щитки освещения, плавкие предохранители, магнитные пускатели, контакторы, автоматические выключатели и др.

Щиты, вводные устройства, шкафы, панели, щитки и другие распределительные устройства современных конструкций – это комплектные устройства для приема и распределения электроэнергии, управления и защиты ЭУ от перегрузок и коротких замыканий. В них смонтированы коммутационные и защитные аппараты, измерительные приборы, аппаратура автоматики и вспомогательные устройства.

Для комплектования распределительных устройств (щитов низкого напряжения цеховых ТП) применяются распределительные панели одностороннего обслуживания типа *ЩО-70М*. Их используют на ТП, встроенных в производственные помещения предприятия, с трансформаторами мощностью до 630 кВ · А. На ТП с трансформаторами мощностью 1000 кВ · А и более при установке сложных коммутационных аппаратов, требующих

обслуживания с задней стороны, применяются панели двустороннего обслуживания.

В цехах промышленных предприятий для распределения электроэнергии применяются *силовые распределительные шкафы ШР11* с плавкими предохранителями ПН2 и (или) НПН-60 для защиты отходящих линий и с рубильниками на вводе (рисунок 4.8). Применяются также распределительные пункты серии *ПР85* и *ПР11* с автоматическими выключателями АЗ700, ВА51, АЕ20 и др.

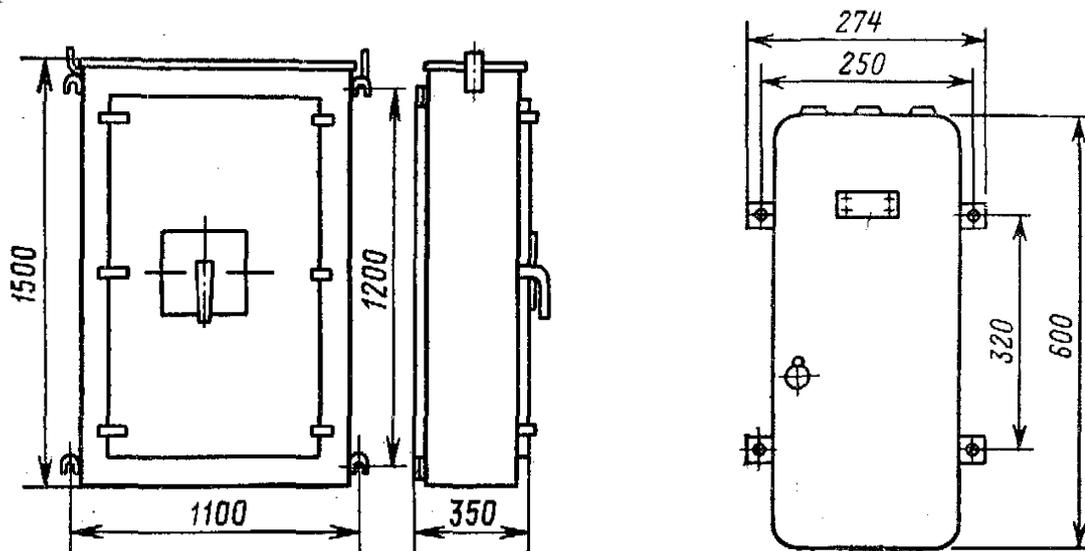


Рисунок 4.8 - Общий вид распределительного шкафа серии ШР11 и осветительного щитка серии ЯОУ-8500

Осветительные групповые щитки типов ЯОУ-8500 предназначены для распределения электроэнергии, защиты от перегрузок и токов короткого замыкания (КЗ) осветительных сетей. Они применяются в трехфазных сетях переменного тока напряжением 0,4/0,23 кВ с глухозаземленной нейтралью и могут служить для оперативных включений и отключений электрических цепей.

4.4 Защитная аппаратура цеховых сетей

Провода и кабели нагреваются при прохождении по ним электрического тока. Если температура проводов и жил кабелей будет выше температуры, допускаемой ПУЭ, то изоляция придет в негодность раньше предусмотренного срока службы.

В электрических сетях могут иметь место следующие ненормальные по току режимы работы:

- 1) увеличение тока вследствие перегрузки;
- 2) увеличение тока в момент пуска или самозапуска электродвигателей;
- 3) увеличение тока вследствие КЗ;

4) увеличение тока вследствие тока утечки через изоляцию.

Для защиты проводов и жил кабелей от трех ненормальных режимов в сетях напряжением до 1000 В устанавливаются плавкие предохранители и автоматические выключатели, а от четвертого - устройства защитного отключения (УЗО). Кроме того для защиты ответственных потребителей, например, электродвигателей насосов, компрессоров, находят применение блоки управления и защиты БУЗ-03, устройства плавного пуска АСТЭК и другие. Эти аппараты разрывают цепь тока, когда значение его становится опасным для дальнейшей нормальной работы элементов сети либо не позволяют подключать электроустановки к электрической сети при наличии аварийных или аномальных состояниях сети.

4.4.1 Плавкие предохранители

Плавкие предохранители применяются для защиты электрических сетей и установок от токов короткого замыкания и перегрузки (рисунки 4.9 и 4.10). Защита от перегрузок с помощью предохранителей возможна только при условии, что защищаемые элементы установки будут выбраны с запасом по току, превышающим примерно на 25% номинальный ток плавких вставок.

Плавкие вставки предохранителей выдерживают токи на 30 – 50% выше номинальных токов в течение одного часа и более. При токах, превышающих номинальный ток плавких вставок на 60 – 100%, они плавятся за время меньше одного часа (рисунок 4.11).

Номинальным током плавкой вставки называют ток, на который рассчитана плавкая вставка для длительной работы в нормальном режиме. Номинальный ток предохранителя – это ток, при длительном протекании которого не наблюдается перегрева предохранителя в целом.

Предохранители включают последовательно в фазу защищаемой цепи. Наименьший ток, при котором плавкая вставка предохранителя еще не перегорает при длительной работе, называется *током неплавления*. Этот ток по значению должен быть, возможно, ближе к номинальному току плавкой вставки, на который он маркируется. *Номинальным током вставки* называется ток, который может длительно проходить через нее, не вызывая расплавления металла вставки или сильного нагрева. Время перегорания вставки при заданных значениях тока определяется по защитным характеристикам.

Весьма эффективны плавкие предохранители с засыпкой кварцевым песком. Так как они обладают большим быстродействием, вследствие чего прерывают ток КЗ до того, как он достигнет амплитудного значения в первом же полупериоде.

Наибольшее распространение получили следующие типы предохранителей:

ПР2 – предохранитель разборный;

НПН – насыпной предохранитель неразборный;

ПН2 — предохранитель насыпной разборный.

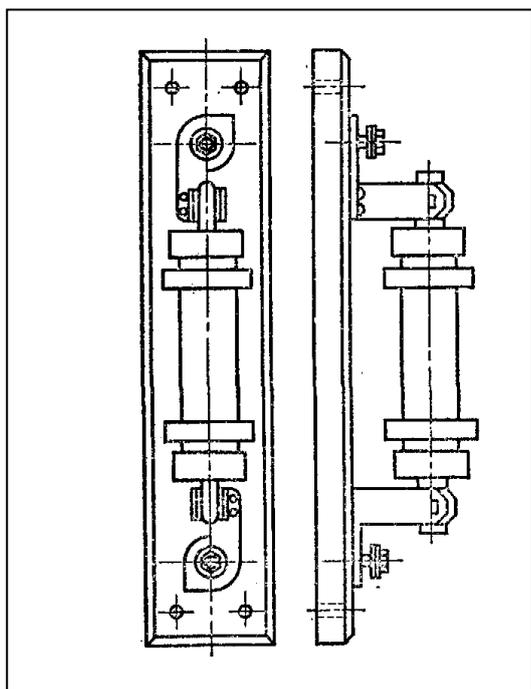


Рисунок 4.9 – Плавкая вставка предохранителя ПР

Рисунок 4.10 – Общий вид предохранителя ПР

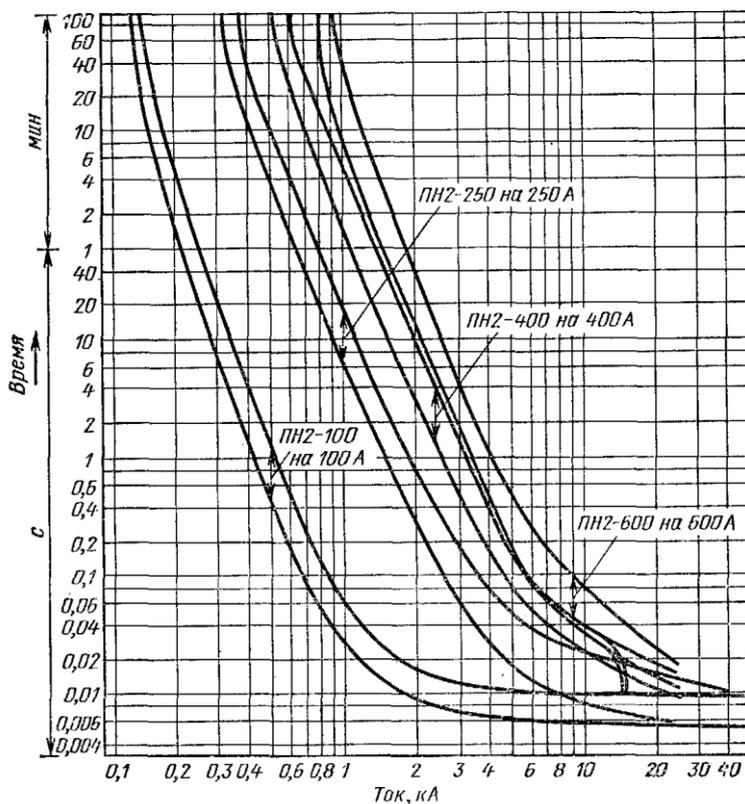


Рисунок 4.11 – Зависимости времени плавления от тока, проходящего через плавкую вставку при различных номинальных токах плавких вставок типа ПН2

Основные типы предохранителей рассчитаны на номинальные токи от 15 до 1000 А.

По конструктивному выполнению предохранители можно разделить на две группы: с наполнителем (например, ПН2, НПН, ПП17, ПП18), наполненные мелкозернистым кварцевым песком; без наполнителя (например, ПР2).

Принцип действия плавких предохранителей рассмотрим на примере газогенерирующего предохранителя типа ПР, изображенного на рисунке 4.10. Рабочая часть этого предохранителя состоит из фибровой трубки, внутри которой находится плавкая вставка специальной формы из цинкового сплава (рисунок 4.9). При расплавлении плавкой вставки возникает дуга и под действием высокой температуры некоторая часть внутренней стороны фибровой трубки разлагается, превращается в газ. Большое количество образовавшихся газов при высоком давлении 80 – 100 кгс/см² (8 – 10 МПа) способствует деионизации дугового промежутка, вследствие чего дуга быстро гаснет.

Примерное размещение предохранителей в схемах цеховых сетей показано на рисунке 4.13, их характеристики на рисунке 4.12.

Выбор предохранителей для всех точек сети должен обеспечить селективность (избирательность) их действия. То есть, например, при повреждении двигателя предохранитель ПЗ на щите не должен расплавиться раньше, чем предохранитель П4 у поврежденного двигателя, иначе вместо отключения двигателя перегорит предохранитель на щите и произойдет отключение исправных электроустановок. Если повреждение произошло на линии, то должен сработать предохранитель ПЗ, а не предохранитель П2, защищающий трансформатор.

Считается, что селективность в работе предохранителей будет достигнута, если номинальные токи плавких вставок по направлению распределения тока различаются не менее чем на две ступени. При этом предполагается установка их по все убывающим значениям номинальных токов.

Селективность плавких вставок зависит от материала, из которого они выполнены, так как это приводит к различному времени плавления и, соответственно, времени отключения.

4.4.2 Автоматические выключатели

Автоматические воздушные выключатели предназначены для автоматического размыкания электрических цепей при коротких замыканиях и перегрузках, для редких оперативных переключений при нормальных режимах, а также для защиты электрических цепей при недопустимых снижениях напряжения (если это возможно). По сравнению с предохранителями автоматические выключатели обладают рядом преимуществ:

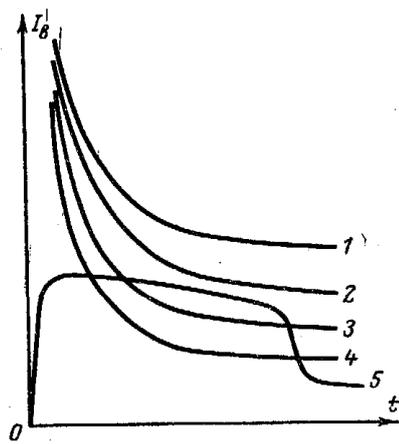
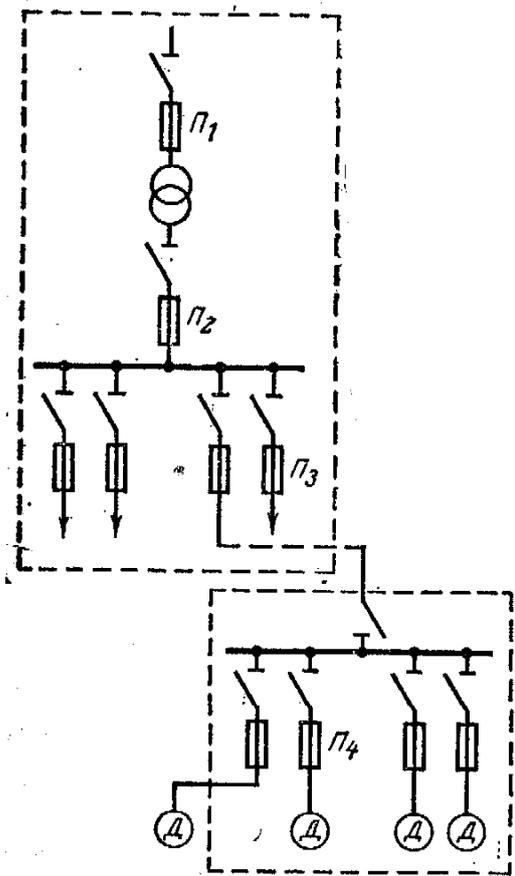


Рисунок 4.12 – Семейство кривых для плавких вставок (кривые 1, 2, 3, 4) и пусковая характеристика двигателя 5

Рисунок 4.13 – Размещение предохранителей в радиальных схемах цеховых сетей

- 1) после срабатывания автоматический выключатель снова готов к работе, в то время как в предохранителе требуется замена калиброванной плавкой вставки;
- 2) увеличивающая время простоя ЭП;
- 3) более точные защитные характеристики;
- 4) совмещение функций коммутации электрических цепей и их защиты;
- 5) наличие у некоторых автоматических выключателей независимых расцепителей, позволяющих осуществлять дистанционное отключение электрической цепи.

По числу полюсов автоматические выключатели бывают одно-, двух- и трехполюсные, изготавливаются на токи до 6000 А при напряжении переменного тока до 660В и постоянного тока до 1 кВ. Отключающая способность их достигает 200 – 300 кА. По времени срабатывания различают: нормальные автоматические выключатели со временем 0,02 – 0,1 с; селективные с регулируемой выдержкой времени до 1 с; быстродействующие 0,05 с и менее.

Номинальным током автоматического выключателя $I_{Н.ВЫК}$ называют наибольший ток, при протекании которого выключатель может длительно работать без повреждения.

Номинальным током расцепителя $I_{Н.РАСЦ}$ называют указанный в паспорте ток, длительное протекание которого не вызывает срабатывания

расцепителя. Наименьший ток, вызывающий отключение автоматического выключателя, называют *током трогания или током срабатывания*, а настройку расцепителя автоматического выключателя на заданный ток срабатывания – *уставкой тока срабатывания*.

Автоматический выключатель состоит из:

- 1) контактов с дугогасительной системой;
- 2) привода;
- 3) механизма свободного расцепления;
- 4) расцепителя;
- 5) вспомогательных контактов.

Основными элементами автоматических выключателей, выполняющими его защитные функции при ненормальных режимах в цепи, являются расцепители, при срабатывании которых автоматический выключатель отключается мгновенно или с выдержкой времени. Автоматический выключатель может иметь один или несколько расцепителей.

По принципу действия расцепители разделяются на электромагнитные и термобиметаллические (тепловые). Существуют расцепители максимального тока, которые срабатывают при токе, большем уставки тока срабатывания; расцепители минимального напряжения, которые срабатывают, когда напряжение на катушке становится меньше заданного, и расцепители независимые, которые срабатывают без выдержки времени, когда на их катушку подано напряжение.

Для защиты от коротких замыканий применяют электромагнитные расцепители мгновенного действия или с выдержкой времени. Одновременная защита сети от КЗ и перегрузки осуществляется за счет применения комбинированных расцепителей.

Конструктивно автоматические выключатели имеют встроенные в них расцепители. На рисунке 4.14 представлены различные виды расцепителей, условно показанные для одного автоматического выключателя:

1) *тепловой* (обычно биметаллический) или электронный инерционный расцепитель максимального тока с зависимой от тока выдержкой времени. Эти расцепители осуществляют защиту от перегрузки цепи. Тепловые расцепители (рисунок 4.14, а) срабатывают, как и тепловые реле магнитных пускателей, за счет изгибания биметаллической пластины 2, получающей тепло от нагревателя 3, присоединенного к сети через шунт 4, и воздействующей на отключающий механизм автоматического выключателя. Защитная характеристика теплового расцепителя подобна характеристике предохранителя;

2) *электромагнитный* расцепитель (рисунок 4.14, б) осуществляет защиту от токов КЗ, превышающих 5 – 10-кратные значения номинального тока электрической цепи. Вид защиты с использованием такого расцепителя иногда называют *отсечкой*. Электромагнитный расцепитель состоит из катушки 1 и сердечника 5. Когда по катушке протекает ток КЗ, сердечник создает механическое усилие, что приводит к отключению автоматического

выключателя. Ток срабатывания расцепителя максимального тока можно регулировать за счет механизма выдержки времени, зависимой или независимой от тока. На таких расцепителях, как правило, осуществляют селективную защиту; расцепитель минимального напряжения, состоящий из катушки 1 с сердечником 5 и пружины 6 (рисунок 4.14, в) и срабатывающий при недопустимом снижении напряжения в цепи ($30 - 50\% U_{ном}$). Расцепители применяют для электродвигателей, самозапуск которых нежелателен при самопроизвольном восстановлении питания. Независимый расцепитель (рисунок 4.14, з), служит для дистанционного отключения автоматического выключателя кнопкой 7 и для автоматического отключения цепи при срабатывании внешних защитных устройств.

В настоящее время в цеховых электрических сетях напряжением до 1 кВ применяются выключатели различных конструкций: типов АВМ, Электрон, АЗ700, АЕ-20, ВА50, ВА70 и др.

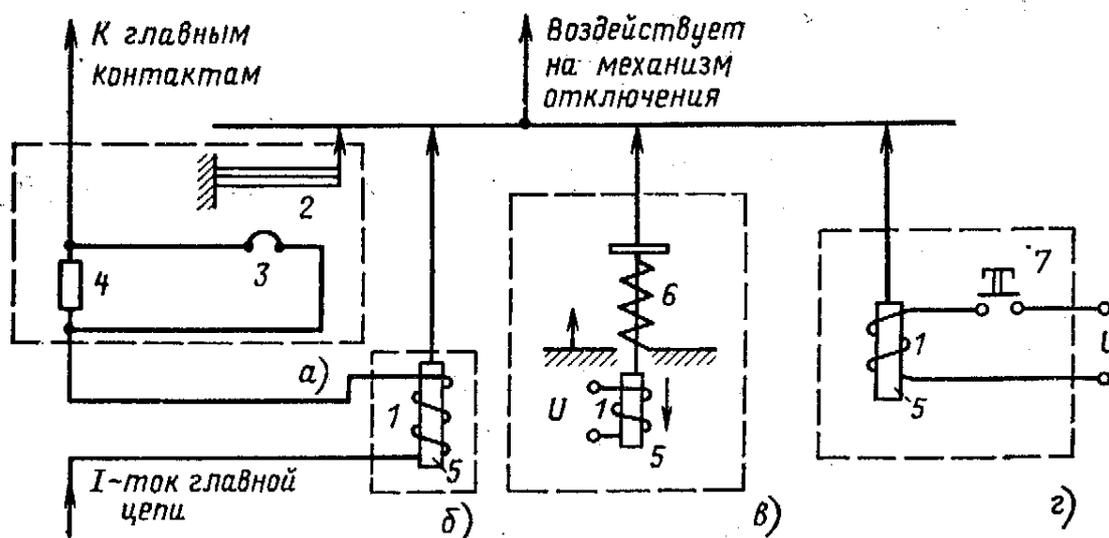


Рисунок 4.14 – Принцип работы различных расцепителей автоматических выключателей

4.4.3 Устройство защитного отключения (УЗО)

В основе действия защитного отключения лежит принцип ограничения (за счет быстрого отключения) продолжительности протекания тока через изоляцию или тело человека при непреднамеренном прикосновении его к элементам электроустановки, находящимся под напряжением. Из всех известных электротехнических средств УЗО является единственным, обеспечивающим защиту человека от поражения электрическим током при прямом прикосновении к одной из токоведущих частей.

Другим, не менее важным свойством УЗО является его способность осуществлять защиту от возгораний и пожаров, возникающих на объектах

вследствие увеличения тока утечки, возможных повреждений изоляции, неисправностей электропроводки и электрооборудования, так как эти ситуации могут привести к возникновению коротких замыканий.

УЗО, реагируя на ток утечки на землю или защитный проводник, заблаговременно, до развития в короткое замыкание, отключает электроустановку от источника питания, предотвращая тем самым недопустимый нагрев проводников, искрение, возникновение дуги и возможное последующее возгорание.

Функционально УЗО можно определить как быстродействующий защитный выключатель, реагирующий на дифференциальный ток в проводниках, подводящих электроэнергию к защищаемой электроустановке.

Основные функциональные блоки УЗО представлены на рисунке 4.15.

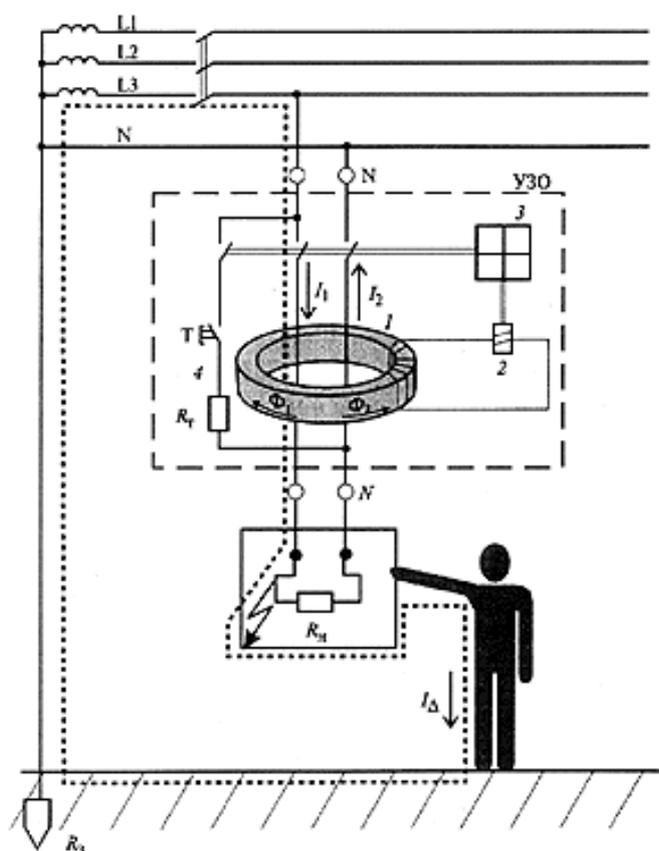


Рисунок 4.15 - Структурная схема устройства защитного отключения

Важнейшим функциональным блоком УЗО является дифференциальный трансформатор тока I . В абсолютном большинстве УЗО, производимых и эксплуатируемых в настоящее время во всем мире, в качестве датчика дифференциального тока используется именно трансформатор тока. Этот трансформатор иногда называют трансформатором тока нулевой последовательности - ТТНП, хотя понятие "нулевая последовательность" применимо только к трехфазным цепям и используется при расчетах несимметричных режимов многофазных цепей.

Пусковой орган (пороговый элемент) 2 выполняется, как правило, на чувствительных магнитоэлектрических реле прямого действия или электронных компонентах. Исполнительный механизм 3 включает в себя силовую контактную группу с механизмом привода.

В нормальном режиме, при отсутствии дифференциального тока - тока утечки, в силовой цепи по проводникам, проходящим сквозь окно магнитопровода трансформатора тока I , протекает рабочий ток нагрузки. Проводники, проходящие сквозь окно магнитопровода, образуют встречно включенные первичные обмотки дифференциального трансформатора тока. Если обозначить ток, протекающий по направлению к нагрузке, как I_1 , а от нагрузки как I_2 , то можно записать равенство: $I_1 = I_2$.

Равные токи во встречно включенных обмотках наводят в магнитном сердечнике трансформатора тока равные, но векторно встречно направленные магнитные потоки Φ_1 и Φ_2 . Результирующий магнитный поток равен нулю, ток во вторичной обмотке дифференциального трансформатора также равен нулю.

Пусковой орган 2 находится в этом случае в состоянии покоя.

При прикосновении человека к открытым токопроводящим частям или к корпусу электроприемника, на котором произошел пробой изоляции, по фазному проводнику через УЗО кроме тока нагрузки I_1 протекает дополнительный ток - ток утечки (I_{Δ}), являющийся для трансформатора тока дифференциальным (разностным).

Неравенство токов в первичных обмотках ($I_1 + I_{\Delta}$ в фазном проводнике) и (I_2 , равный I_1 , в нейтральном проводнике) вызывает неравенство магнитных потоков и, как следствие, возникновение во вторичной обмотке трансформированного дифференциального тока. Если этот ток превышает значение уставки порогового элемента пускового органа 2, последний срабатывает и воздействует на исполнительный механизм 3.

Исполнительный механизм, обычно состоящий из пружинного привода, спускового механизма и группы силовых контактов, размыкает электрическую цепь. В результате защищаемая УЗО электроустановка обесточивается.

Для осуществления периодического контроля исправности (работоспособности) УЗО предусмотрена цепь тестирования 4. При нажатии кнопки "Тест" искусственно создается отключающий дифференциальный ток. Срабатывание УЗО означает, что оно в целом исправно.

По условиям функционирования УЗО подразделяются на следующие типы: АС, А, В, S, G.

✓ УЗО типа АС - устройство защитного отключения, реагирующее на переменный синусоидальный дифференциальный ток, возникающий внезапно, либо медленно возрастающий.

✓ УЗО типа А - устройство защитного отключения, реагирующее на переменный синусоидальный дифференциальный ток и пульсирующий постоянный дифференциальный ток, возникающие внезапно, либо медленно возрастающие.

✓ УЗО типа В - устройство защитного отключения, реагирующее на переменный, постоянный и выпрямленный дифференциальные токи.

✓ УЗО типа S - устройство защитного отключения, селективное (с выдержкой времени отключения).

✓ УЗО типа G - то же, что и типа S, но с меньшей выдержкой времени.

Принципиальное значение при рассмотрении конструкции УЗО имеет разделение устройств по способу технической реализации на следующие два типа:

1) УЗО, функционально не зависящие от напряжения питания (электромеханические). Источником энергии, необходимой для функционирования - выполнения защитных функций, включая операцию отключения, является для устройства сам сигнал - дифференциальный ток, на который оно реагирует;

2) УЗО, функционально зависящие от напряжения питания (электронные). Их механизм для выполнения операции отключения нуждается в энергии, получаемой либо от контролируемой сети, либо от внешнего источника. Применение устройств, функционально зависящих от напряжения питания, более ограничено в силу их меньшей надежности, подверженности воздействию внешних факторов и др. Однако основной причиной меньшего распространения таких устройств является их неработоспособность при часто встречающейся и наиболее опасной по условиям вероятности электропоражения неисправности электроустановки, а именно - при обрыве нулевого проводника в цепи до УЗО по направлению к источнику питания. В этом случае "электронное" УЗО, не имея питания, не функционирует, а на электроустановку по фазному проводнику выносятся опасный для жизни человека потенциал.

Наибольшее распространение в нашей стране получили устройства защитного отключения со встроенной защитой от сверхтоков.

Конструктивной особенностью таких УЗО является то, что механизм размыкания силовых контактов запускается при воздействии на него любого из трех элементов - катушки с сердечником токовой отсечки, реагирующей на ток короткого замыкания, биметаллической пластины, реагирующей на токи перегрузки и магнитоэлектрического расцепителя, реагирующего на дифференциальный ток (рисунок 4.16).

Согласно ГОСТ Р 50807-95 (МЭК 755-83) нормируются следующие параметры УЗО:

1) номинальное напряжение U_n — действующее значение напряжения, при котором обеспечивается работоспособность УЗО; $U_n = 220, 380$ В;

2) номинальный ток нагрузки I_n — значение тока, которое УЗО может пропускать в продолжительном режиме работы; $I_n = 6, 16, 25, 40, 63, 80$ А;

3) номинальный отключающий дифференциальный ток $I_{\Delta n}$ — значение дифференциального тока, которое вызывает отключение УЗО при заданных условиях эксплуатации; $I_{\Delta n} = 0,006; 0,01; 0,03; 0,1; 0,3; 0,5$ А;

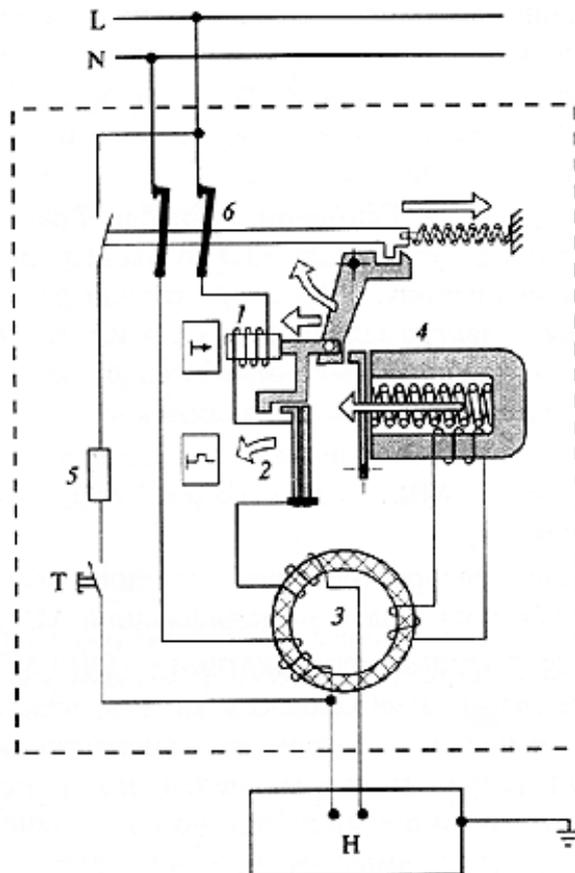


Рисунок 4.16 – Устройство УЗО со встроенной защитой от сверхтоков:

1 – катушка токовой отсечки; 2 – биметаллическая пластина; 3 – дифференциальный трансформатор тока; 4 – магнитоэлектрический расцепитель, реагирующий на дифференциальный ток; 5 – тестовый резистор; 6 – силовые контакты; Н – нагрузка; Т – кнопка «Тест»

4) номинальный неотключающий дифференциальный ток $I_{\Delta n0}$ — значение дифференциального тока, которое не вызывает отключение УЗО при заданных условиях эксплуатации; $I_{\Delta n0} = 0,5 I_{\Delta n}$;

5) предельное значение неотключающего сверхтока (любого тока, который превышает номинальный ток нагрузки) I_{nm} — минимальное значение неотключающего сверхтока при симметричной нагрузке двух- и четырехполюсных УЗО или несимметричной нагрузке четырехполюсных УЗО; $I_{nm} = 6 I_n$;

6) номинальная включающая и отключающая способность I_m — действующее значение ожидаемого тока, который УЗО способно включить, пропустить в течение своего времени размыкания и отключить при заданных условиях эксплуатации без нарушения его работоспособности; $I_m = 10 I_n$ или 500 А (выбирается большее значение);

7) номинальная включающая и отключающая способность по дифференциальному току $I_{\Delta m}$ — действующее значение ожидаемого дифференциального тока, которое УЗО способно включить, пропустить в

течение своего времени размыкания и отключить при заданных условиях эксплуатации без нарушения его работоспособности; $I_{\Delta m} = 10 I_n$ или 500 А (выбирается большее значение);

8) номинальный условный ток короткого замыкания (ток термической стойкости) I_{nc} — действующее значение ожидаемого тока, которое способно выдержать УЗО, защищаемое устройством защиты от короткого замыкания — плавкой вставкой с номинальным током, равным току нагрузки УЗО; $I_{nc} = 3000, 6000, 10000$ А;

9) номинальный условный дифференциальный ток короткого замыкания $I_{\Delta c}$ — действующее значение ожидаемого дифференциального тока, которое способно выдержать УЗО, защищаемое устройством защиты от короткого замыкания, при заданных условиях эксплуатации без необратимых изменений, нарушающих его работоспособность; $I_{\Delta c} = 3000, 6000, 10\ 000$ А;

10) номинальное время отключения T_n — промежуток времени между моментом внезапного возникновения отключающего дифференциального тока и моментом выполнения функции данного устройства до полного гашения дуги. Стандартные значения максимально допустимого времени отключения при любом рабочем токе нагрузки и заданных нормами значениях дифференциального тока утечки не должны превышать приведенных в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Стандартные значения времени отключения

Время отключения T_n , с			
$I_{\Delta n}$	$2 \cdot I_{\Delta n}$	$5 \cdot I_{\Delta n}$	500А
0,3	0,15	0,04	0,04

Для обеспечения селективной работы нескольких УЗО в радиальных схемах электроснабжения необходимо учитывать следующие факторы.

В силу очень высокого быстродействия УЗО практически невозможно обеспечить селективность действия УЗО по току при значениях уставок на соседних ступенях защиты, например, 10 и 30 мА, или 30 и 100 мА. Необходимо также учитывать, что на практике утечка тока в электроустановке вовсе не обязательно плавно увеличивается по мере старения изоляции, появления мелких дефектов и т.д. Возможны пробой изоляции или ее серьезное повреждение, когда ток утечки мгновенно достигает значения, значительно превышающего уставку. Логично, что в этих случаях возможно срабатывание любого из УЗО, установленных последовательно в цепи.

Селективность работы УЗО может быть обеспечена применением модификаций УЗО с выдержкой времени срабатывания (УЗО с индексами S или G).

УЗО с индексом S имеют выдержку времени от 0,13 до 0,5 с (при номинальном дифференциальном токе), с индексом G - меньшую выдержку.

Важно учесть, что УЗО, работающие с выдержкой по времени, находятся более долгое время под воздействием экстремальных токов, поэтому к ним предъявляются повышенные требования по условному току короткого замыкания (I_{nc}), термической и динамической стойкости, коммутационной способности и т.д.

На рисунке 4.17 приведены времятоковые характеристики УЗО без выдержки времени с номинальным отключающим дифференциальным током $I_{\Delta n} = 30$ мА и УЗО с выдержкой времени (характеристика S) с номинальным отключающим дифференциальным током $I_{\Delta n} = 300$ мА.

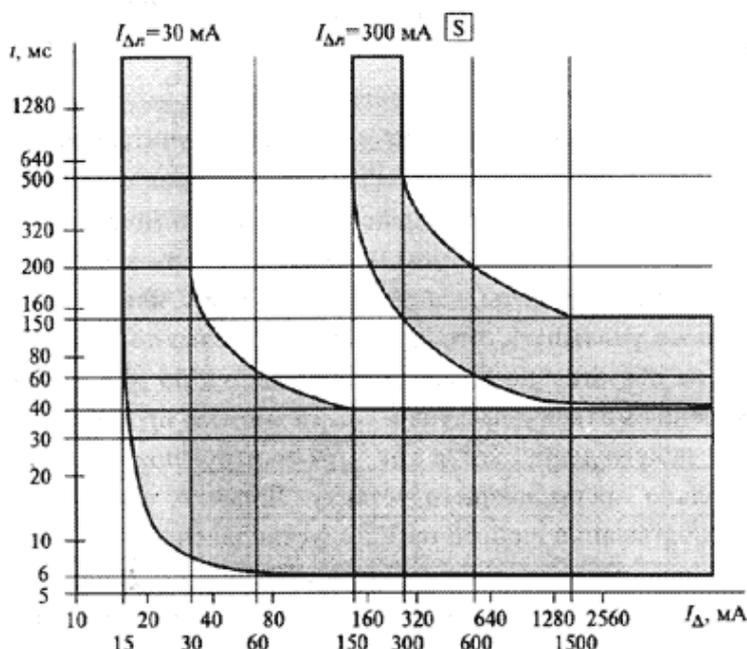


Рисунок 4.17 – Время токовые характеристики УЗО без выдержки времени и УЗО с выдержкой времени

4.4.4 Электронные блоки управления и защиты электроприемников

Электронный блок управления БУЗ-03М в комплекте с магнитным пускателем предназначен для управления и защиты асинхронных электродвигателей мощностью от 0,37 до 250 кВт (рисунок 4.18).

Применяется для управления запорной и запорно-регулирующей арматурой (шиберные и клиновые задвижки, шаровые краны, дисковые затворы), а также общепромышленными насосами, компрессорами, вентиляторами, охладителями, нагревателями, конвейерами, прочими электроприемниками.



Рисунок 4.18 – Электронный блок управления БУЗ-03М

Согласно выполняемым функциям устройство позволяет осуществлять:

1) По управлению двигателем:

а) управление электродвигателем с помощью внешнего магнитного пускателя;

б) управление электродвигателем по сигналам с концевых и моментных выключателей;

в) управление электродвигателем с клавиатуры или от контроллера верхнего уровня;

г) электронное измерение момента на валу электродвигателя мощностью до 15 кВт.

2) По дистанционному управлению:

а) управление электродвигателем с помощью дискретных входов;

б) сопряжение с системой телемеханики по интерфейсу RS-485 с протоколом Profibus DP или Modbus RTU;

в) подключение до 64 блоков БУЗ-03М на одну информационную линию.

3) По защите электродвигателя:

а) от обрыва фаз;

б) от снижения сопротивления изоляции;

в) от перегрева обмоток;

г) регулируемая времятоковая защита;

д) от отсутствия нагрузки на валу двигателя;

е) от превышения момента на валу, с автоматическим отключением электродвигателя;

ж) от превышения допустимой частоты пусков.

4) По защите от нарушений параметров сети:

а) от повышения или понижения напряжения сети;

- б) от смены чередования фаз;
- в) от перекоса фаз питающего напряжения.

Технические характеристики устройства представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Технические характеристики БУЗ-3М

Наименование параметра	Технические данные
Мощность подключаемого электродвигателя, кВт	0,37...250
Номинальное напряжение главной сети, В	380
Напряжение питания БУЗ-03М, В	220
Отклонение напряжения сети, %	от -49 до +47
Провалы напряжения питания сети, сек	до 1
Напряжение питания дискретных выходов, В	220
Количество программируемых по функциональному назначению дискретных выходов, шт.	4
Поддерживаемая скорость обмена, бит/с	9600 – 57600
Температура окружающей среды, °С	от -40 до +60
Габариты (ШхГхВ), мм	215x84x138
Масса, кг	1

Устройство плавного пуска АСТЭК-02 представляет собой электронное переключающее устройство, обеспечивающее управление трехфазным асинхронным электродвигателем с короткозамкнутым ротором. Оно объединяет в себе функции плавного пуска и торможения, защиты механизмов и двигателей, а также обеспечивает связь с системами автоматизации (рисунок 4.19).

АСТЭК-02 предназначен для уменьшения пусковых токов, снижения вероятности перегрева электродвигателя, повышения срока службы электродвигателя, устранения рывков в механической части привода и исключения гидравлических ударов в трубопроводах и задвижках в момент пуска и останова электродвигателей.

Устройство применяется для управления установками общепромышленного и специального назначения:

- насосы, вентиляторы и компрессоры;
- транспортеры и конвейеры;
- тяжело нагруженные и инерционные механизмы;
- шлифовальные, металло- и деревообрабатывающие станки;
- машины и механизмы с ременной, цепной и другими видами трансмиссий;
- редукторы;
- центрифуги, мельницы;
- крановое оборудование;
- трубопроводная арматура.



Рисунок 4.19 – Электронный блок управления АСТЭК-02

Функциональными особенностями устройства является:

1) Плавный пуск и останов. Устройство обеспечивает регулируемый по времени плавный пуск и останов за счет линейного изменения напряжения на электродвигателе. Начальный уровень напряжения для пуска – регулируемый, после окончания времени плавного пуска на электродвигатель подается полное напряжение сети. После окончания времени плавного останова электродвигатель полностью отключается от сети.

2) Режим торможения. Устройство обеспечивает регулируемый по времени режим торможения за счет индукционно-динамического режима коммутации напряжения на электродвигателе. После окончания времени режима торможения электродвигатель полностью отключается от сети.

3) Регулирование тока. АСТЭК-02 обеспечивает регулирование (ограничение) заданного уровня тока электродвигателя. Контроль уровня тока происходит на всех режимах работы электродвигателя: пуск, движение, останов или торможение. При превышении уровня тока происходит снижение напряжения, подаваемого на электродвигатель.

4) Сопряжение с системой телемеханики. АСТЭК-02 обеспечивает обмен данными с системами АСУ ТП по интерфейсу RS-485 с протоколом обмена Modbus RTU. По интерфейсу проводится полная диагностика состояния устройства плавного пуска и подача команд для управления электродвигателем. Дополнительно к интерфейсу предусмотрено подключение дискретных сигналов управления "Открыть", "Закрыть", "Стоп", концевых выключателей "КВО", "КВЗ", датчика температуры электродвигателя "ДТ" и дискретных выходов "Движение", "Авария". Настройка дискретного управления производится для импульсного или потенциального режима работы.

Технические характеристики устройства представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Технические характеристики АСТЭК-02

Наименование параметра	Технические данные
Номинальное напряжение питания, В	380, 3 фазы
Мощность подключаемого асинхронного электродвигателя, кВт	до 7,5
Количество дискретных входов/выходов	6/2
Интерфейс сопряжения с системой телемеханики	RS-485, протокол Modbus RTU
Скорость обмена по интерфейсу, бит/с	до 57600
Напряжение входов дискретного управления, В	220
Напряжение дискретных выходов сигнализации	24В DC/220В AC, тип выхода сухой контакт
Допуск по питанию, В	380 (+47% -30%)
Масса, кг	2
Габаритные размеры, мм	215x120x115
Температура эксплуатации, °С	от -40 до +50
Исполнение корпуса	шкафное
Режим работы	S1, S2, S3, S4

Основные виды реализуемых защит электродвигателя устройством:

- от потери фазы;
- от перегрева двигателя и преобразователя;
- от затянувшегося запуска;
- от отсутствия нагрузки на валу двигателя (отключаемая);
- от превышения допустимой частоты пусков;
- от неправильного чередования фаз с автоматической коррекцией подключения;
- время-токовая и максимально токовая защита двигателя.

Схема подключения устройства к сети представлена на рисунке 4.20.

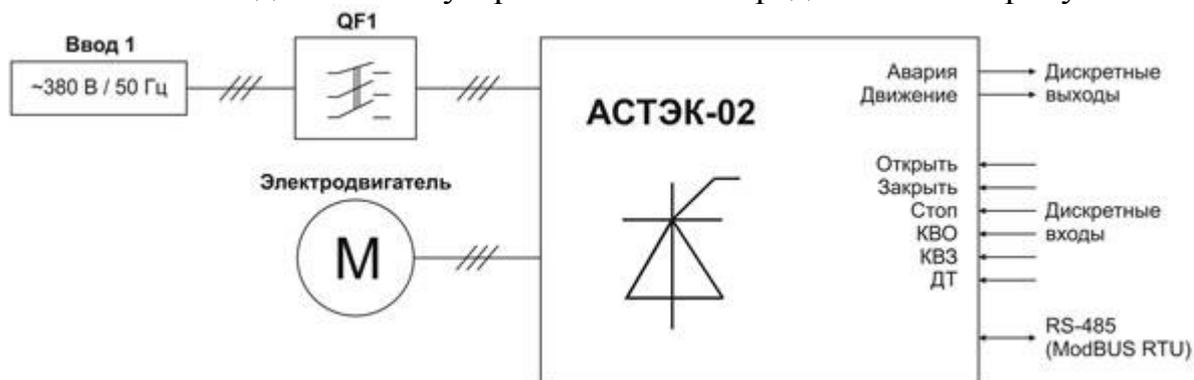


Рисунок 4.20 – Схема подключения устройства АСТЭК-02

4.5 Выбор сечения проводников в электрических сетях

Предварительно сечение проводников выбирают по условию предельно допустимого их нагрева током в нормальном и послеаварийном режимах, а также режимов в период ремонтов и возможных неравномерностей распределения токов между линиями, секциями шин, фазами и т. п. А далее производится проверка выбранного сечения проводника по условиям: допустимых потерь и отклонений напряжения на зажимах ЭП, экономической плотности тока, механической прочности, короны и радиопомех, термической и электродинамической стойкости при токах КЗ, защиты от перегрузки.

Окончательно принимают сечение, удовлетворяющее всем условиям, равное ближайшему стандартному значению. Алгоритм выбора проводников представлен на рисунке 4.21.

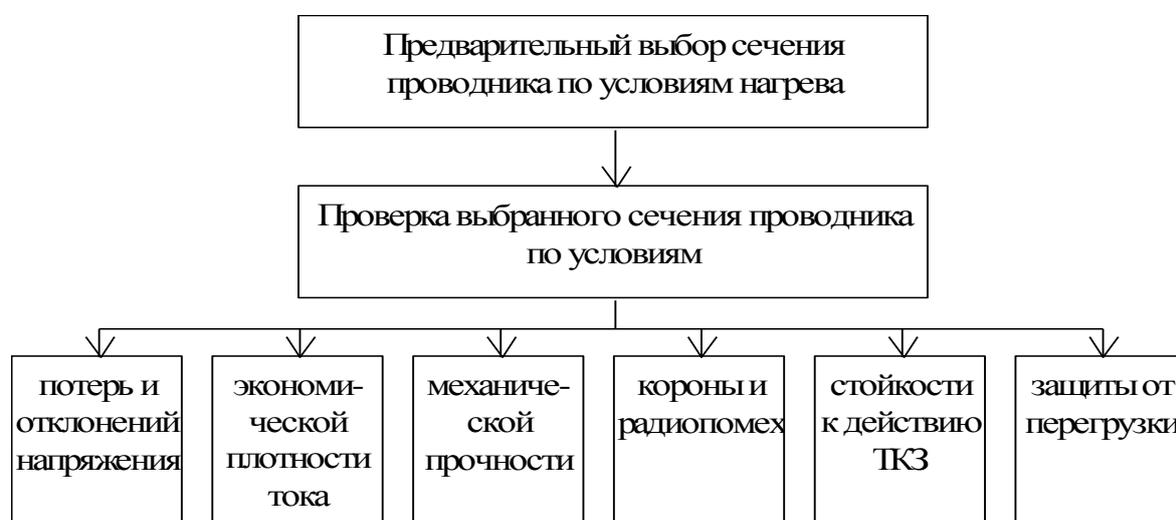


Рисунок 4.21 – Алгоритм выбора и проверка сечения проводников

При выборе сечения проводников учитывается величина и характер нагрузки, напряжение, условия окружающей среды, конструкция и способ прокладки проводников, их марка, величина тока КЗ, ток уставки и время срабатывания защиты.

По условиям допустимого нагрева и механической прочности проверяются все проводники. При выборе сечения проводников по допустимому нагреву ориентируются на то, что допустимые токовые нагрузки, приводимые в таблицах ПУЭ для различных марок и способов прокладки, представлены на определенные нормированные условия работы:

- 1) температура окружающей среды принята равной: при прокладке кабелей в земле и в воде $+15^{\circ}\text{C}$, при прокладке в воздухе $+25^{\circ}\text{C}$;
- 2) проводники работают при номинальном напряжении;
- 3) при прокладке в траншее уложен один кабель и удельное тепловое сопротивление грунта равно $120 \text{ см}\cdot\text{K}/\text{Вт}$;

4) максимальная температура проводников и жил кабелей при протекании токов нагрузки в нормальном и послеаварийном режимах при равной:

а) для неизолированных проводников $+70^{\circ}\text{C}$;

б) для изолированных проводников, шнуров и жил кабелей с резиновой и пластмассовой изоляцией $+65^{\circ}\text{C}$;

в) для жил кабелей с бумажной пропитанной изоляцией напряжением: до 3 кВ – $+80^{\circ}\text{C}$; до 6 кВ – $+65^{\circ}\text{C}$; до 10 кВ – $+60^{\circ}\text{C}$; 20 и 35кВ $+50^{\circ}\text{C}$.

Так как условия работы проводников отличаются от установленных, то следует приводимые в таблицах ПУЭ значения допустимых токов нагрузок принимать с определенными поправками.

При выборе сечения проводников по допустимому нагреву в послеаварийном режиме необходимо учитывать допустимую перегрузку проводников с учетом их конструктивных особенностей. Тогда допустимая токовая нагрузка на проводник в случае отклонения от нормированных может быть определена:

$$I_{доп} = I_T \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5, \quad (4.1)$$

где K_1 – коэффициент, учитывающий фактическую температуру окружающей среды (воздуха, воды, земли);

K_2 – коэффициент, учитывающий количество параллельно проложенных кабелей в одной траншее;

K_3 – коэффициент, учитывающий фактическое тепловое сопротивление грунта;

K_4 – коэффициент допустимой перегрузки в послеаварийном режиме;

K_5 – коэффициент, учитывающий фактическое рабочее напряжение;

I_T – допустимое значение тока нагрузки по таблицам ПУЭ для выбранной марки проводника.

Выбор сечения проводов, жил кабелей и шин по условиям допустимого нагрева производят с учетом выполнения условия

$$I_P \leq I_{доп}, \quad (4.2)$$

где $I_{доп}$ – допустимое значение длительной токовой нагрузки проводника;

I_P – расчетное значение тока в проводнике в нормальном и послеаварийном режимах.

Расчет и проверка сетей по потерям и отклонениям напряжения должны обеспечить:

1) необходимый уровень напряжения на зажимах ЭП при длительном режиме работы;

2) необходимую величину пусковых и рабочих моментов электродвигателей и удержание катушек пусковой аппаратуры, работающих при снижении напряжения в электрической сети от протекания пускового тока ($I_{пик}$).

Величина ΔU в процентах от $U_{НОМ}$ определяется по формулам:
для однофазного переменного тока

$$\Delta U \% = \frac{2 \cdot I_P \cdot l}{U_{НОМ}} \cdot 100 \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi), \quad (4.3)$$

для сетей трехфазного переменного тока

$$\Delta U \% = \frac{\sqrt{3} \cdot I_P \cdot l}{U_{НОМ}} \cdot 100 (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi), \quad (4.4)$$

где I_P – расчетный ток элемента сети;

l – длина участка сети;

r_0, x_0 – удельное соответственно активное и индуктивное сопротивления на 1 км линии;

φ – угол сдвига по фазе между векторами тока и напряжения участка сети.

Значения r_0 и x_0 определяются по соответствующим справочным материалам. При расчетах цеховых электрических сетей до 1000 В удельные индуктивные сопротивления можно принимать равными:

1) для проводов, проложенных в трубах, и кабелей $x_0 = 0,075 \text{ Ом/км}$;

2) для проводов, проложенных открыто, $x_0 = 0,25 \text{ Ом/км}$;

3) для воздушных ЛЭП $x_0 = 0,40 \text{ Ом/км}$.

Индуктивное сопротивление при расчетах ΔU в электрической сети, выполненной кабелем или проводом, учитывается при сечении последних более 70 мм^2 . Если сечение провода или жилы кабеля от 25 до 70 мм^2 , то индуктивное сопротивление учитывается в зависимости от целей расчета и величины отношения r/x (если $r/x > 1/3$, учитывают, если $r/x < 1/3$, не учитывают). При проверке сечений проводников по допустимым потерям и отклонениям напряжения необходимо руководствоваться величинами допускаемых отклонений напряжения на зажимах ЭП, с учетом применения устройств регулирования напряжения.

По экономической плотности не проверяются:

1) проводники в электрических сетях напряжением до 1000 В при числе часов использования максимальной нагрузки до 4000 – 5000 ч;

2) ответвления к отдельным ЭП напряжением до 1000 В, а также осветительные сети;

3) сборные шины ЭУ и ошиновка в пределах ЗРУ и ОРУ подстанции всех напряжений;

4) проводники, идущие к резисторам, пусковым сопротивлениям и т.п.

Для ЛЭП напряжением 6 – 20 кВ приведенные в ПУЭ значения экономической плотности тока допускается применять лишь тогда, когда они не вызывают отклонений напряжения у ЭП сверх допустимых пределов с учетом применяемых средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности.

Проверка проводников по условиям короны и радиопомех производится только для электроустановок напряжением 35 кВ и выше.

По режиму КЗ должны проверяться:

1) в электроустановках до 1000 В только ошиновка распределительных щитов, силовых шкафов и пунктов, а также токопроводы;

2) в электроустановках выше 1000 В:

а) токопроводы, кабели и другие проводники;

б) воздушные ЛЭП при ударном токе КЗ 50 кА и более для предупреждения склестывания проводов при динамическом действии токов КЗ.

По режиму КЗ при напряжении выше 1 кВ не проверяются:

1) проводники, защищенные предохранителями с плавкими вставками на номинальный ток до 60 А – по электродинамической стойкости;

2) проводники, защищенные предохранителями с плавкими вставками, при любом их номинальном токе – по термической стойкости;

3) проводники в цепях к индивидуальным ЭП, в том числе к цеховым трансформаторам общей мощностью до 2,5 МВ · А и с высшим напряжением до 20 кВ, если соблюдены одновременно следующие условия:

а) в электрической или технологической части предусмотрена необходимая степень резервирования, не вызывающая расстройство технологического процесса;

б) повреждение проводника при КЗ не может вызвать взрыва или пожара;

в) возможна замена проводника без значительных затруднений.

4.6 Выбор аппаратов защиты и проводников низкого напряжения

Для защиты электрических сетей напряжением до 1 кВ применяют плавкие предохранители, автоматические выключатели, тепловые реле магнитных пускателей.

Согласно ПУЭ от перегрузок необходимо защищать:

1) силовые и осветительные сети, выполненные внутри помещений открыто проложенными изолированными незащищенными проводниками с горючей изоляцией;

2) силовые сети, когда по условиям технологического процесса или режима их работы могут возникнуть длительные перегрузки;

3) сети взрывоопасных помещений или взрывоопасных наружных установок независимо от условий технологического процесса или режима работы сети.

Защита электрических сетей от токов КЗ должна быть предусмотрена во всех случаях.

Выбор плавкой вставки предохранителя для защиты сети к ЭП с пусковым током производится по условию:

$$I_{н.пл.вс} \geq \frac{I_{пуск}}{\alpha}, \quad (4.5)$$

где $I_{н.пл.вс}$ - ток плавкой вставки;

$\alpha = 1,6 \div 2,5$ - коэффициент перегрузки, зависящий от длительности пуска электродвигателя.

При легком пуске ЭП или при пуске в течение ($t_{ПУСК} < 3с$) принимается $\alpha = 2-2,5$, при тяжелом пуске ЭП ($t_{ПУСК} \geq 3с$) принимается $\alpha = 1,6$.

Тяжелый пуск наблюдается у электроприемников, имеющих большой момент инерции или запуск которых осуществляется под нагрузкой. К таким ЭП можно отнести конвейеры, транспортеры, краны, лебедки и т.п.

Пусковой ток одного электродвигателя определяется по формуле:

$$I_{ПУСК} = K \cdot I_N. \quad (4.6)$$

Для защиты линии предохранителями, питающими группу ЭП с пусковыми токами, вместо $I_{ПУСК}$ определяется пиковый ток $I_{ПИК}$:

$$I_{ПИК} = I_{P. ГР} + I_{N. МАХ} (K - 1), \quad (4.7)$$

где $I_{P. ГР}$ - расчетный ток группы ЭП;

$I_{N. МАХ}$ - номинальный ток наибольшего электроприемника (электродвигателя) в группе;

K - кратность пускового тока ($K = 5 \div 7$).

$$I_{N. ПЛ. ВС} \geq \frac{I_{ПИК}}{\alpha}, \quad (4.8)$$

$\alpha = 1,6 \div 2,5$ - коэффициент перегрузки наибольшего электродвигателя.

Для одиночных ЭП, не имеющих пусковых токов, превышающих номинальный ток ЭП:

$$I_{N. ПЛ. ВС} \geq I_N. \quad (4.9)$$

Для одиночных сварочных трансформаторов:

$$I_{N. ПЛ. ВС} \geq 1,2 \cdot I_N \sqrt{ПВ}, \quad (4.10)$$

где I_N - номинальный ток сварочного трансформатора;

$ПВ$ – продолжительность включения в относительных единицах.

Для одиночных электропечей:

$$I_{N. ПЛ. ВС} \geq I_{N. ПЕЧИ}. \quad (4.11)$$

Для линии к группе ЭП без пусковых токов:

$$I_{N. ПЛ. ВС} \geq I_P, \quad (4.12)$$

где I_P - расчетный ток группы ЭП.

Автоматические воздушные выключатели предназначены для автоматического размыкания электрических цепей при КЗ и перегрузках, для редких оперативных переключений при нормальных режимах.

При выборе номинальных токов расцепителей автоматических выключателей необходимо учитывать следующие требования:

1) номинальное напряжение выключателя не должно быть ниже напряжения сети;

2) отключающая способность должна быть рассчитана на максимальные токи КЗ, протекающие по защищаемому элементу;

3) номинальный ток расцепителя должен быть не меньше наибольшего расчетного тока нагрузки или номинального тока ЭП.

При защите сетей от перегрузки автоматическими выключателями номинальные токи тепловых, полупроводниковых или комбинированных расцепителей следует выбирать по условию:

$$I_{Н.РАСЦ.Т(К)} \geq \kappa_H I_H,$$

$$\text{или } I_{Н.РАСЦ.Т(К)} \geq \kappa_H I_P, \quad (4.13)$$

где κ_H – коэффициент надежности;

I_H – номинальный ток электроприемника;

I_P – расчетный ток группы электроприемников.

Значения коэффициентов κ_n принимаются:

$\kappa_H = 1,05$ – для ЭП без пусковых токов;

$\kappa_H = 1,2$ – для сварочного оборудования;

$\kappa_H = 1,2 \div 1,35$ – для ЭП с пусковыми токами в зависимости от типа автоматических выключателей (1,2 – для серий АЕ20, АЗ700; 1,25 – для АЗ100, АП50; 1,35 – для серии ВА).

При защите сетей от токов КЗ автоматические выключатели с электромагнитными расцепителями не должны срабатывать при допустимых кратковременных перегрузках. Это достигается выбором тока уставки электромагнитного расцепителя мгновенного действия (тока отсечки) по условию:

$$I_{Н.ЭЛ.РАСЦ(О)} \geq (1,25 \div 1,35) I_{ПУСК},$$

$$\text{или } I_{Н.ЭЛ.РАСЦ(О)} \geq 1,35 I_{ПСК}. \quad (4.14)$$

Меньшие значения уставок расцепителей принимают для электроприемников, имеющих меньшую длительность пуска и меньшую кратность пускового тока, большие – при больших.

В зависимости от вида защиты (от токов КЗ или от перегрузки) ПУЭ устанавливает соотношение между токами защитных аппаратов I_3 (предохранителей или выключателей) и допустимым током провода $I_{ДОП}$.

$$I_{ДОП} \geq K_{ЗАЩ} I_3. \quad (4.15)$$

Для сетей, защищаемых только от токов КЗ, коэффициенты защиты принимают равными:

$K_3 = 0,33$ – для предохранителей с плавкими вставками;

$K_3 = 0,22$ – для автоматических выключателей с электромагнитными расцепителями.

Условие защиты сети от токов КЗ принимает вид:

$$I_{ДОП} \geq 0,33 I_{Н.ПЛ.ВС}; \quad (4.16)$$

$$I_{ДОП} \geq 0,22 I_{Н.ЭЛ.РАСЦ(О)}. \quad (4.17)$$

Для сетей, защищаемых от перегрузки выключателями с тепловыми или комбинированными расцепителями, коэффициент защиты принимается равным $K_3 = 1,0$.

Условие защиты сети выключателями от перегрузки принимает вид:

$$I_{ДОП} \geq I I_{Н.РАСЦ.К(Т)}. \quad (4.18)$$

5 ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗДАНИЙ

5.1 Общие требования к силовым трансформаторным подстанциям

Выбор числа и мощности силовых трансформаторов для производственных зданий трансформаторных подстанций должен быть технически и экономически обоснованным, так как это оказывает существенное влияние на рациональное построение схем электроснабжения.

Критериями при выборе трансформаторов являются надежность электроснабжения, расход цветного металла и необходимая трансформаторная мощность. Оптимальный вариант выбирается на основе сравнения капиталовложений и годовых эксплуатационных расходов.

Для удобства эксплуатации систем электроснабжения следует стремиться выбирать не более двух стандартных мощностей основных трансформаторов (не считая вспомогательных). Так как это ведет к сокращению складского резерва и облегчает замену поврежденных трансформаторов.

Рекомендуется для трансформаторных подстанций не сооружать распределительного устройства на стороне высшего напряжения. По возможности применять непосредственное (глухое) присоединение питающей кабельной линии к трансформатору при радиальных схемах и присоединение через разъединитель или выключатель нагрузки при магистральных схемах питания.

Параллельная работа трансформаторов возможна при выполнении следующих условий:

- 1) группы соединения обмоток трансформаторов одинаковы;
- 2) соотношение мощностей трансформаторов не более 1:3;
- 3) коэффициенты трансформации должны отличаться не более чем на $\pm 0,5\%$;
- 4) напряжения короткого замыкания должны отличаться не более чем на $\pm 10\%$;
- 5) произведена фазировка трансформатора.

При выборе трансформаторных подстанций предпочтение следует отдавать комплектным трансформаторным подстанциям (КТП), полностью изготовленным на заводах и имеющим в своем составе РУ высшего и низшего напряжений с коммутационно-защитной аппаратурой и трансформаторами.

Важной характеристикой силовых трансформаторов является их нагрузочная способность, представляющая собой совокупность допустимых нагрузок и перегрузок.

Силовые трансформаторы выпускаются с номинальной мощностью, которую они могут длительно пропускать при номинальных условиях: номинальном напряжении, номинальной частоте, номинальной температуре окружающей среды. В этом случае превышения температуры обмоток над температурой окружающей среды не выходят за установленные пределы, а срок

службы трансформатора соответствует экономически целесообразному. В действительности же трансформаторы работают в условиях, отличных от номинальных. Нагрузка их изменяется в течение суток и года, непостоянна и температура охлаждающей среды. Это приводит к недоиспользованию трансформаторов. Согласно этому трансформаторы могут быть без ущерба для нормального срока службы загружены в течение части суток (года) сверх номинальной мощности, если в другую часть рассматриваемого периода их нагрузка была меньше номинальной. Загрузка трансформатора сверх номинальной мощности называется *перегрузкой*.

Различают аварийные и систематические перегрузки трансформаторов. Аварийная перегрузка допускается в исключительных условиях (аварийных) в течение ограниченного времени, когда перерыв в электроснабжении потребителей недопустим. Систематическая перегрузка трансформатора допустима за счет неравномерности нагрузки его в течение суток (года).

Величину и продолжительность допустимых перегрузок, а также термический износ изоляции обмоток при перегрузках определяют с учетом прямоугольных двухступенчатых или многоступенчатых графиков нагрузки, в которые преобразуются заданные или реальные графики нагрузки.

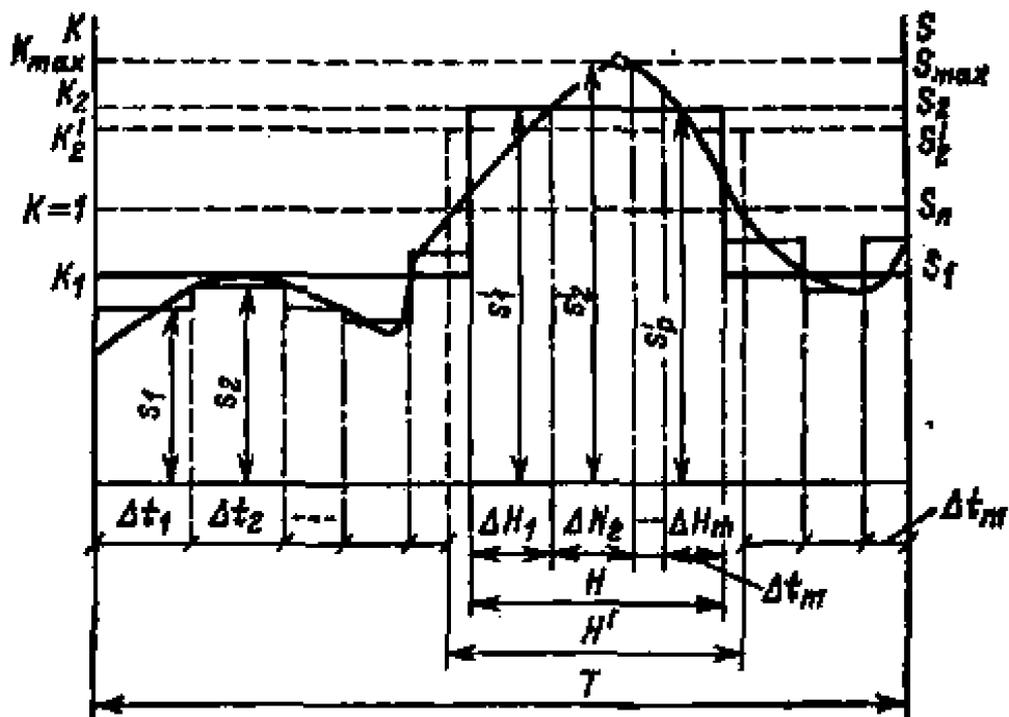


Рисунок 5.1 – Преобразование исходного графика нагрузки в эквивалентный прямоугольный, двухступенчатый

Преобразование заданного или реального графика нагрузки трансформатора в эквивалентный прямоугольный график.

В соответствии с рисунком 5.1 исходный график нагрузки преобразуют в эквивалентный прямоугольный следующим образом:

1) на исходном графике проводят линию номинальной мощности трансформатора $S_{НОМ.ТР}$;

2) пересечение линии номинальной мощности с исходным графиком продолжительности T позволяет выделить участок наибольшей продолжительности H' ;

3) оставшуюся часть исходного графика нагрузки разбивают на m интервалов Δt , исходя из удобства проведения средней линии нагрузки в каждом интервале, а затем по графику определяют средние значения $S_{H1}, S_{H2}, \dots, S_{НОМ.ТР}$;

4) вычисляют начальную загрузку K_{31} эквивалентного графика по формуле

$$K_{31} = \frac{S_{H1}}{S_{НОМ.ТР}} = \frac{1}{S_{НОМ.ТР}} \sqrt{\frac{s_{H.1}\Delta t + s_{H.2}\Delta t_2 + \dots + s_{H.T}\Delta t_T}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_T}}, \quad (5.1)$$

где S_{H1} – начальная нагрузка, кВ·А (МВ·А);

$S_{НОМ.ТР}$ – номинальная нагрузка, кВ·А (МВ·А);

5) участок H' на исходном графике разбивают на n интервалов ΔH , исходя из удобства проведения средней линии нагрузки в каждом интервале, а затем по графику определяют средние значения $S'_{H1}, S'_{H2}, \dots, S'_{H.n}$;

6) предварительно определяют перегрузку K'_n эквивалентного графика

$$K'_n = \frac{S'_{H2}}{S_{НОМ.ТР}} = \frac{1}{S_{НОМ.ТР}} \sqrt{\frac{(s'_{H.1})^2 \Delta H_1 + (s'_{H.2})^2 \Delta H_2 + \dots + (s'_{H.T})^2 \Delta H_n}{\Delta H_1 + \Delta H_2 + \dots + \Delta H_n}}, \quad (5.2)$$

где S'_{H2} – перегрузка, кВ·А (МВ·А);

7) полученное значение K'_n сравнивают с $K_{МАХ}$ (рисунок 5.1) исходного графика нагрузки: если $K'_n \geq K_{МАХ}$, то следует принимать $K_n = K'_n$; если $K'_n < 0,9K_{МАХ}$, то следует принять $K'_n = 0,9K_{МАХ}$. Продолжительность перегрузки H в последнем случае должна быть скорректирована по формуле:

$$H = \frac{(K'_n)^2 H}{(0,9K_{МАХ})^2}. \quad (5.3)$$

8) По найденным значениям H и K_{31} по таблицам систематических суточных перегрузок (таблица Н.1 ГОСТ 14209-97 (МЭК 354-91). Руководство по нагрузке силовых), составленным при различных значениях температуры окружающей среды с учетом допустимой температуры наиболее нагретой точки обмотки и равенства относительного термического износа изоляции единице при превышении средней температуры масла над температурой окружающей среды, определяют коэффициент $K_{П.ДОП}$. Если окажется, что $K_{П.ДОП} \geq K_{П}$, то трансформатор может систематически перегружаться по данному графику нагрузки. В противном случае должны быть приняты меры по снижению нагрузки трансформатора.

Кроме указанной систематической перегрузки трансформатора, за счет суточной неравномерности графика нагрузки допускается перегрузка за счет сезонных изменений нагрузки. Если в летнее время (июнь, июль, август) максимум типового графика нагрузки меньше номинальной мощности трансформатора, то в зимние месяцы (ноябрь, декабрь, январь, февраль) допускается дополнительная перегрузка трансформатора с масляным охлаждением на 1% на каждый процент недогрузки летом, но не более чем на 15%. Независимо от системы охлаждения для указанных трансформаторов возможна одновременно перегрузка за счет суточной и сезонной неравномерности графика. Однако суммарная перегрузка не должна превышать 50% номинальной мощности трансформатора.

В аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка трансформаторов сверх номинального тока при всех системах охлаждения.

Продолжительные допустимые нагрузки сухих трансформаторов устанавливаются в стандартах и технических условиях конкретных групп и типов трансформаторов.

5.2 Трансформаторные подстанции и схемы их подключения

Подстанцией называется электроустановка, состоящая из трансформаторов или других преобразователей энергии, распределительных устройств напряжением до 1000 В и выше, служащая для преобразования и распределения электроэнергии.

В зависимости от назначения подстанции выполняются трансформаторными (ТП) или преобразовательными (ПП).

Цеховые ТП 6 – 10/0,4 – 0,66 кВ делятся на: внутрицеховые, пристроенные, встроенные, отдельностоящие.

1) *внутрицеховые ТП* располагаются внутри производственных зданий (открыто или в отдельных помещениях) крупных цехов металлообрабатывающих и других производств, в насосных, котельных, компрессорных станциях (рисунок 5.2, поз. 1). Внутрицеховые ТП применяют в многопролетных цехах большой ширины с расположением их преимущественно у колонн или возле закрытых внутрицеховых помещений вне зоны, обслуживаемой кранами. В некоторых случаях для размещения внутрицеховых ТП в цехах выделяются специальные пролеты. Внутрицеховые ТП могут сооружаться только в помещениях с производствами категории «Г» и «Д», а в производствах категории «В» – по специальному разрешению пожарного надзора;

2) *пристроенные ТП* (рисунок 5.2, поз. 2) – это подстанции, примыкающие непосредственно к стенам основного производственного здания. Такие ТП целесообразны при недопустимости применения внутрицеховых ТП по условиям загрязненности воздуха рабочей зоны, а также в том случае, когда значительная часть нагрузок, получающих питание от такой ТП, расположена за пределами цеха;

3) *встроенные ТП* – это закрытые ТП, вписанные в контур основного здания (рисунок 5.2, поз. 4) или примыкающие к его стенам с внутренней стороны цеха (рисунок 5.2, поз. 3). Такая установка ТП позволяет выкатывать трансформаторы из камеры прямо за пределы цеха и обходиться естественной, а не принудительной вентиляцией.

4) *отдельно стоящие ТП* – это подстанции, расположенные отдельно от здания цеха. Такие ТП нерациональны и применяются как вынужденное решение для электроснабжения некоторых цехов с взрывоопасной или агрессивной средой и для подключения нескольких объектов малой мощности, на которых сооружение небольших по мощности цеховых ТП экономически и технически не оправдано.

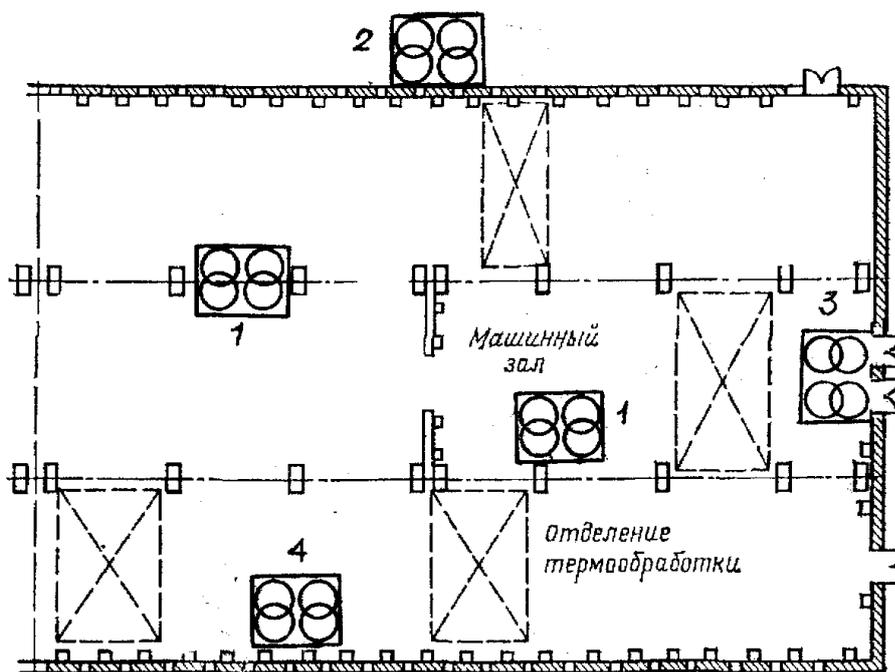


Рисунок 5.2 – Пример размещения цеховых КТП в цехе

Для ТП, как правило, принимают комплектные трансформаторные подстанции (КТП), обеспечивающие возможность производства индустриального монтажа независимо от готовности строительно-монтажных работ в целом по цеху.

Нельзя устанавливать КТП под помещением с мокрым технологическим процессом (отделения мойки, душевые и т.п.), если не приняты специальные меры против попадания влаги на электрооборудование, например, гидроизоляция потолка КТП и т. п. Их нельзя устанавливать под и над помещениями ограниченных размеров (не более помещения подстанции), в которых могут длительно (более 1 ч) находиться значительное число (более 50 чел.) людей.

Современные КТП внутреннего и наружного исполнения состоят из следующих основных узлов:

- 1) шкафов ввода высокого напряжения (внутренней установки ВВ-1, ВВ-2, ВВ-3 и наружной установки ВВН-1 и ВВН-2);
- 2) трансформаторов;
- 3) шкафов распределительного устройства низкого напряжения.

Шкафы ВВ-1 – глухое присоединение, показаны на рисунке 5.3, а, схема включения с шкафами ВВ-2 (соответственно ВВН-1) приведены на рисунке 5.3, б, схема шкафов ВВ-3 (соответственно ВВН-2) приведены на рисунке 5.3, в.

При радиальной схеме распределения электроэнергии на напряжении 6 – 10 кВ рекомендуется глухое присоединение трансформатора (блок линия-трансформатор), за исключением случаев:

- 1) питание ТП осуществляется от пункта, находящегося в ведении другой организации;
- 2) установка отключающего аппарата необходима по условиям защиты (например, газовой или однофазных коротких замыканий).

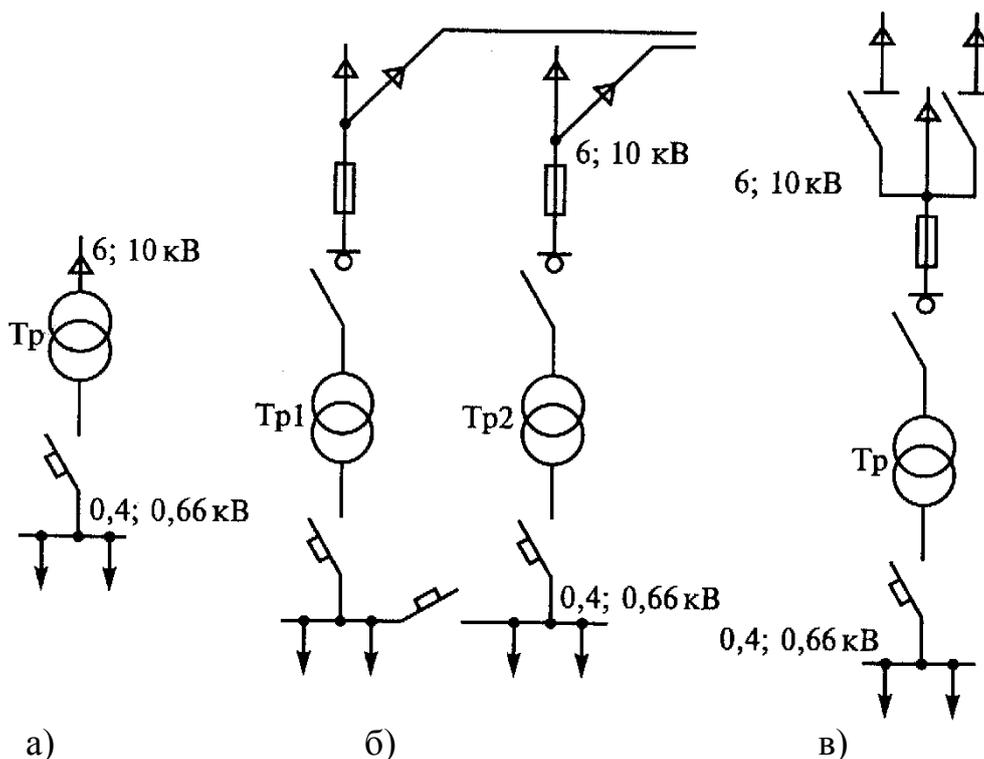


Рисунок 5.3 – Схемы включения трансформаторов КТП в электрическую сеть

При магистральной схеме распределения электроэнергии на напряжении 6 – 10 кВ установка отключающего аппарата обязательна.

На стороне 6-10 кВ в случае необходимости установки отключающих аппаратов для трансформаторов устанавливаются шкафы с выключателями нагрузки или разъединителями и предохранителями.

К одной магистрали обычно подключают не более 3-4 трансформатора при их единичной мощности до 1000 кВ·А, 2-3 трансформатора единичной мощностью 1000 или 1600 кВ·А. Трансформаторы мощностью 2500 кВ·А запитывают по радиальным линиям.

Обычно на двухтрансформаторных подстанциях трансформаторы работают раздельно и применяется секционированная система шин. АВР на стороне низкого напряжения ТП устанавливается при наличии в производственном здании ЭП первой категории.

В ряде случаев трансформаторы на ТП могут включаться на параллельную работу для обеспечения пуска и самозапуска крупных электродвигателей, для снижения колебания напряжения при питании ЭП с резкопеременной или ударной нагрузкой, например, в сварочных цехах и т.п.

Компоновка ТП представлена на рисунке 5.4, а габаритные установочные размеры на рисунках 5.5 и 5.6.

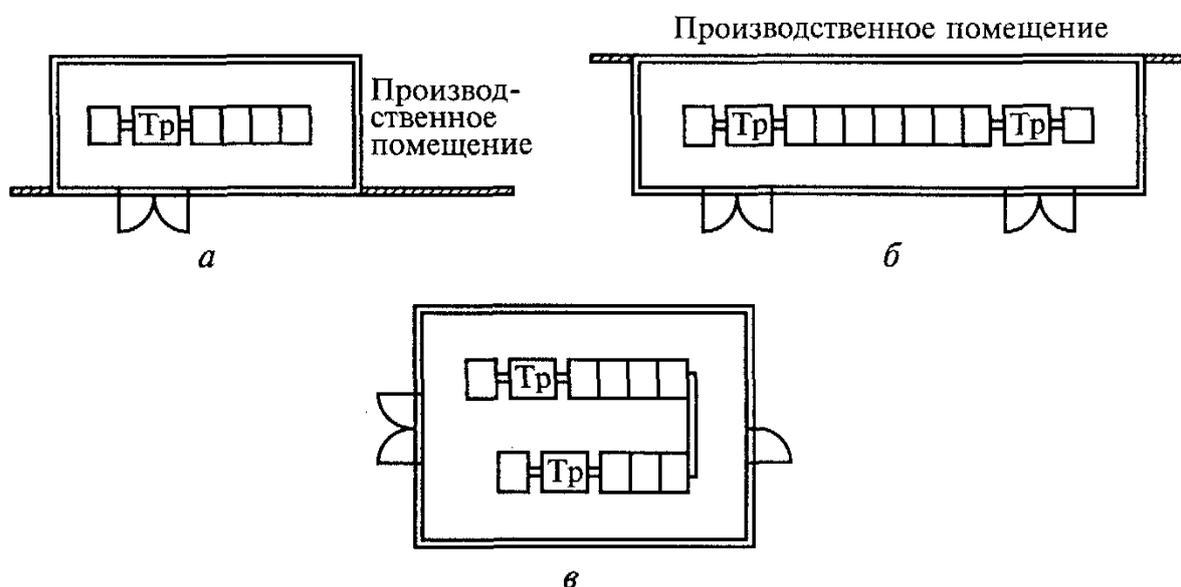


Рисунок 5.4 – Компоновка КТП с одним и двумя трансформаторами:

а) однотрансформаторная ТП встроенного типа; б) двухтрансформаторная ТП пристроенного типа; в) двухтрансформаторная ТП отдельно стоящая

В связи с ростом удельных нагрузок все большее применение находят КТП с трансформаторами 1600 и 2500 кВ·А вместо трансформаторов 1000 кВ·А. Так как это сокращает число трансформаторов в СЭС, упрощает схему электроснабжения (особенно при применении напряжения 0,66 кВ) и дает значительный экономический эффект.

В основном число и мощность трансформаторов на ТП зависит от величины и графика суммарной нагрузки с учетом компенсации реактивной мощности (КРМ), плотности нагрузки и категории надежности ЭП.

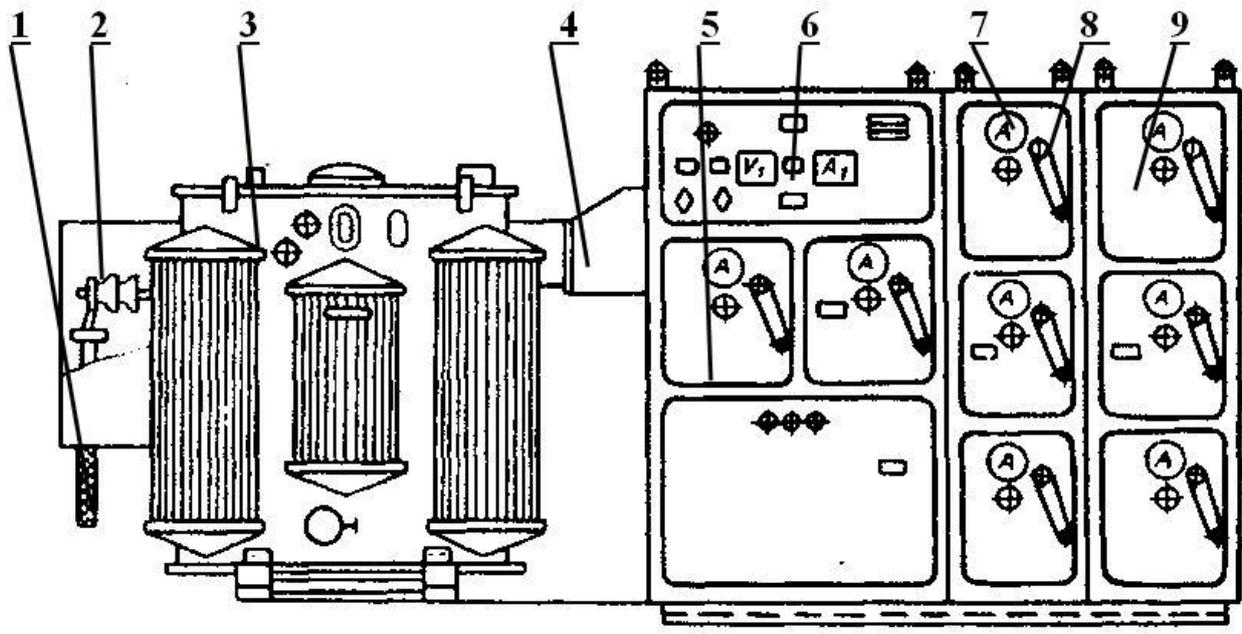


Рисунок 5.5 - Габаритные и установочные размеры КТП-630 и КТП-1000:
 1 - кабель высшего напряжения, 2 - шкаф ввода высшего напряжения, 3 - силовой трансформатор, 4 - шинный короб 5 - шкаф ввода низшего напряжения, 6 - отсек приборов, 7 - шкаф отходящих линий, 8, 9 - ячейки автоматов

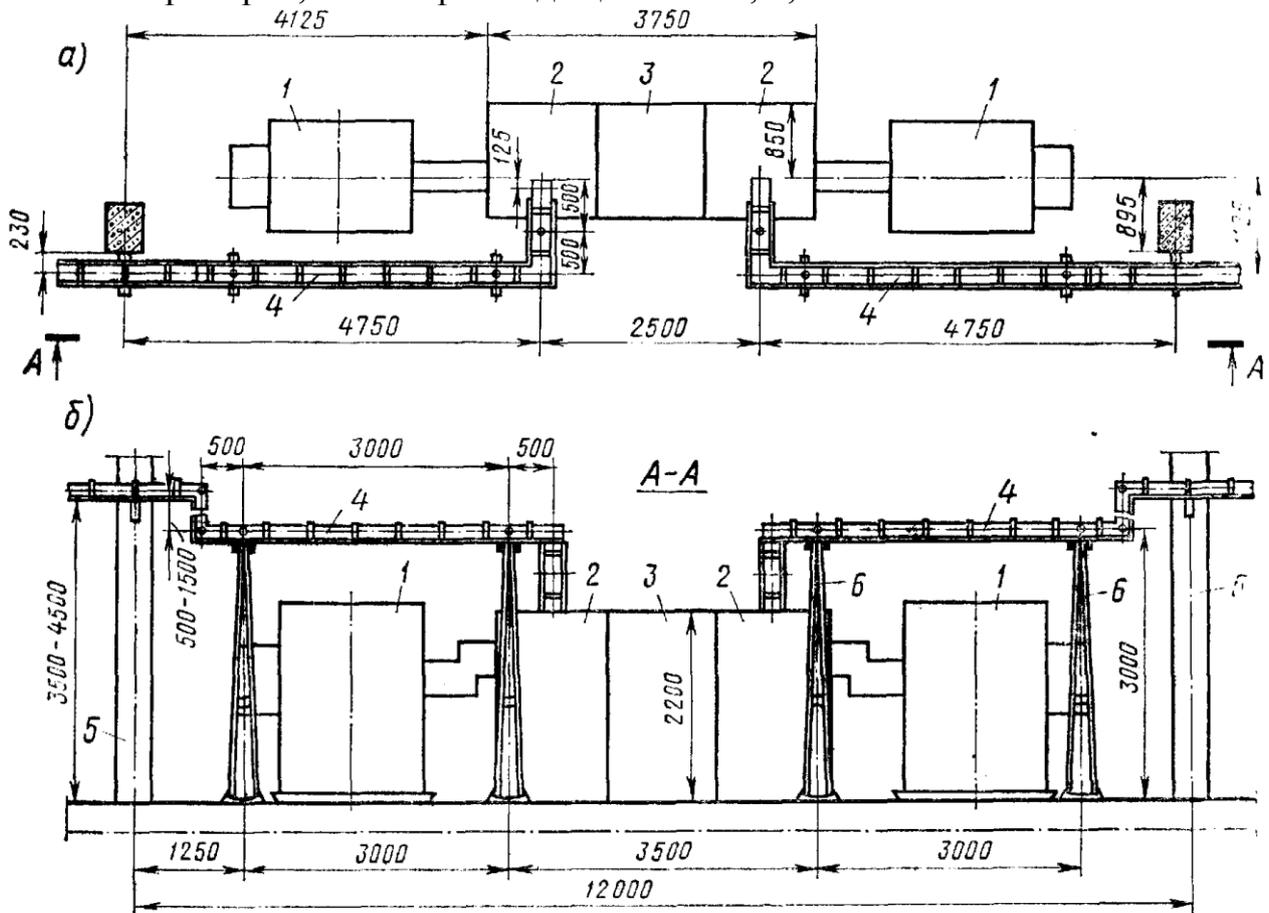


Рисунок 5.6 - Внутрицеховая комплектная подстанция серии КТП-2x1000 кВ·А, 6 - 10/0,4 - 0,23 кВ

Если позволяет нагрузка и категория надежности ЭП, рекомендуется выполнять подстанции однострансформаторными. При этом на ТП не должно быть более двух трансформаторов.

На ТП должно быть не менее двух трансформаторов, если основную нагрузку (80 – 85%) составляют ЭП первой и второй категории. Кроме этого устанавливаются не менее двух трансформаторов для ЭП любой категории надежности, но при следующих условиях:

1) если суточный или годовой график нагрузок очень неравномерен, односменная или сезонная работа потребителей помещения, когда выгодно в ненагруженные часы (сезон) отключать один трансформатор;

2) когда лимитируются габариты ТП и оборудования (довольно редкий случай);

3) при дальнейшем росте нагрузок, а заменить на более мощный трансформатор в будущем невыгодно или невозможно.

ТП производственных зданий с числом трансформаторов три и более в виде исключения могут быть приняты:

1) при наличии мощных ЭП, сосредоточенных в одном месте (прокатные станы, компрессорные и т. п.) и мощности двух трансформаторов недостаточно для обеспечения питания всей нагрузки;

2) при невозможности рассредоточить ТП по условиям окружающей среды или размещения технологического оборудования (некоторые цеха нефтехимических производств, текстильные фабрики и т. п.);

3) при раздельном питании силовой и световой нагрузки, если их центры электрических нагрузок близки;

4) при резком различии ЭП по характеру и режиму работы и не могут быть запитаны от общих трансформаторов (например, когда наряду с общей силовой и осветительной нагрузкой имеются электросварочные установки значительной мощности).

Мощность трансформатора необходимо выбирать с таким расчетом, чтобы его загрузка соответствовала наиболее экономичному режиму, который в значительной степени зависит от стоимости потерь электроэнергии.

Рекомендуются следующие коэффициенты загрузки трансформаторов на ТП:

1) при преобладании ЭП первой и второй категории надежности для двух и более трансформаторных ТП $K_z = 0,65 - 0,75$;

2) при преобладании ЭП второй и третьей категории надежности $K_z = 0,75 - 0,85$;

3) при преобладании ЭП третьей категории надежности $K_z = 0,85 - 0,95$.

Другим способом определения мощности трансформаторов на ТП является использование показателя удельной плотности нагрузки. Рекомендуется выбирать мощности трансформаторов при следующих значениях:

1) до $0,2 \text{ кВ} \cdot \text{А}/\text{м}^2$ – трансформаторы мощностью до $1000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$;

- 2) $0,2 - 0,5 \text{ кВ} \cdot \text{А/м}^2$ – трансформаторы мощностью 1000 и 1600 $\text{кВ} \cdot \text{А}$;
- 3) более $0,5 \text{ кВ} \cdot \text{А/м}^2$ - целесообразно применять трансформатор – 1600 или 2500 $\text{кВ} \cdot \text{А}$.

Мощность трансформаторов ТП выбирается по значению расчетных нагрузок с учетом компенсации реактивной мощности, резервирования в послеаварийном режиме потребителей 1 и 2 категорий по шинам $0,4 - 0,66 \text{ кВ}$ ТП или перемычки на напряжении $0,4 - 0,66 \text{ кВ}$ между соседними подстанциями с пропускной способностью $15 - 20\% S_p$, а также перегрузочной способностью трансформаторов в послеаварийном режиме.

Алгоритм выбора мощности трансформаторов ТП следующий:

- 1) определяются S_p или P_p любым способом, изложенным выше с учетом компенсации реактивной мощности на стороне низкого напряжения;
- 2) намечаются стандартные мощности трансформаторов для данной ТП (в основном в диапазоне $400 - 1600 \text{ кВ} \cdot \text{А}$) и их число в зависимости от общей мощности нагрузки, категории ЭП и удельной плотности нагрузки;
- 3) для двух трансформаторных и резервированных однотрансформаторных ТП проверяется коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах.

При проверке загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме следует иметь в виду, что на период ликвидации аварии разрешается отключать часть потребителей 3 категории мощностью до $20-25\% S_p$ ЭП производственного здания.

В ТП нашли применение трехфазные силовые трансформаторы с высшим напряжением $6 - 10 \text{ кВ}$ (реже $20, 35 \text{ кВ}$), с естественным охлаждением, заполненные маслом или сухой изоляцией.

Трансформаторы могут быть открытого типа (с открытыми изоляторами и расширительным баком, предназначенные для установки в специальной камере или наружной установке; закрытого типа для КТП (токоведущие части закрыты кожухом, без расширительного бака, с азотной подушкой под небольшим избыточным давлением в корпусе трансформатора).

Основные типы применяемых трансформаторов: *ТМ*, *ТМЗ*, *ТМГ*, *ТС*, *ТСЗ*. При маркировке трансформаторов ТП применяются следующие обозначения:

- Т* – трехфазный;
- М* – маслонаполненный с естественным воздушным охлаждением;
- З* – трансформатор закрытого типа;
- С* – трансформатор сухой с естественным воздушным охлаждением.

В большинстве случаев для производственных зданий ТП применяются трансформаторы с масляным охлаждением.

Сухие трансформаторы в $2 - 2,5$ раза дороже масляных и применяются только в тех местах, где нельзя установить масляные:

- 1) ниже первого этажа более чем на 1 м или выше второго этажа;

2) в помещениях категории «В» по пожарной опасности (масляные разрешается только в помещениях категории «Г» и «Д»).

Преобразовательные подстанции (ПП) предназначены для преобразования переменного тока промышленной частоты в постоянный или трехфазный (однофазный) повышенной или пониженной частоты.

Для преобразования переменного тока в постоянный применяются следующие преобразователи: электромашинные, ртутные и полупроводниковые. В настоящее время электромашинным преобразователям отводится область обеспечения питания специальных электроприемников, для которых требуется высокое качество выпрямленного напряжения, остальные ЭП получают питание от полупроводниковых выпрямительных установок.

Наибольшее распространение получили полупроводниковые агрегаты благодаря ряду своих достоинств:

- 1) высокий КПД: 98 – 99%;
- 2) возможность питания преобразовательных установок практически любым имеющимся на предприятии напряжением в диапазоне 6 – 35 кВ;
- 3) малые габариты и масса;
- 4) высокая надежность, долговечность и постоянная готовность к работе;
- 5) устойчивая внешняя характеристика преобразователя;
- 6) отсутствие вредных воздействий на окружающую среду (например, по сравнению с ртутными выпрямителями).

Но в то же время указанные установки имеют и ряд недостатков:

- 1) зависимость напряжения выпрямленного тока от напряжения переменного тока питающей сети;
- 2) чувствительность вентилей к перегрузкам по току и напряжению;
- 3) генерация высших гармоник напряжения и тока в питающую сеть.

Несмотря на указанные недостатки, полупроводниковые выпрямители в настоящее время вытеснили практически все другие виды источников постоянного тока для питания ЭП, кроме специальных установок. В комплект преобразовательной установки входят также питающий трансформатор и аппаратура для регулирования напряжения. При необходимости регулирования напряжения в широком диапазоне (от 0 до 100%) применяются добавочные автотрансформаторы типа АТМН или АТДН, устанавливаемые со стороны высшего напряжения питающего трансформатора.

Преобразовательные подстанции обычно совмещаются с подстанциями производственных зданий и распределительными пунктами и строятся по возможности ближе к своим потребителям в целях сокращения протяженности низковольтных сетей постоянного тока, особенно это касается концентрированных нагрузок (например, электролизные ванны). При рассредоточенных нагрузках ПП располагают ближе к ЦЭН.

Число и мощность трансформаторов преобразовательных агрегатов зависят от общей нагрузки, категории ЭП по требуемой степени надежности и

выбираются с учетом возможных перегрузок (например, анодный эффект при электролизе алюминия). Если позволяют условия и требования производства по надежности электроснабжения, число преобразователей выбирают минимальным с установкой более мощных, так как они более экономичны.

Напряжение питания преобразовательных установок принимается в зависимости от применяемого напряжения для остальных ЭП.

В качестве РУ применяются одинарная секционированная система шин. РУ с двумя системами шин используется, если число преобразователей установлено больше 4 или требуется производить пуск в работу после ремонта технологических агрегатов при пониженном напряжении (например, электролизные установки для рафинирования меди).

Преобразователи частоты применяются в блоке с потребителями и поэтому при выборе схемы электроснабжения учитываются как обычные ЭП. Если же проектируется преобразовательная подстанция, то при выборе места ее расположения, числа и мощности преобразователей соблюдаются принципы, как для ТП производственных зданий.

6 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

6.1 Необходимость компенсации реактивной мощности

Работа большинства электроприемников переменного тока сопровождается потреблением из сети не только активной, но и реактивной мощности. К таким электроприемникам в первую очередь относятся широко применяющиеся в различных областях промышленности, коммунального и сельского хозяйства асинхронные электродвигатели. Потребляют реактивную мощность и различные электромагнитные устройства: электромагниты, дроссели, катушки пускателей, контакторов, реле и др. Значительную реактивную мощность потребляют и устройства преобразования параметров электроэнергии (трансформаторы, преобразовательные установки и др.). Реактивная мощность в этих электроприемниках и устройствах необходима для создания электромагнитного поля и обеспечения нормального функционирования этих устройств.

В целом потребляемая реактивная мощность распределяется среди электроприемников следующим образом:

- 1) 65-70% потребляют асинхронные двигатели;
- 2) 20-25% - различные трансформаторы (силовые, преобразовательные, сварочные);
- 3) 8-10% приходится на долю ВЛ и электромагнитных устройств.

Реактивная мощность при работе ЭП не совершает никакой работы, и для ее выработки не требуется затрачивать никакой энергии, но она создает условия, при которой активная энергия совершает работу.

Так как реактивная мощность не совершает работу, то понятие «реактивная мощность» имеет условный характер. В физическом смысле мощность - это работа, совершаемая в единицу времени. Точно так же условны понятия «источник» и «потребитель» реактивной мощности. В сети, питающей ЭП, происходит обмен энергией между источниками реактивной мощности (ИРМ) и потребителями.

В электротехнике общепринято, что элементы (устройства), в которых ток опережает напряжение, считают генераторами или «источниками», а элементы, в которых ток отстает от напряжения, считают «потребителями» реактивной мощности. Для сетей переменного тока используются такие понятия, как коэффициент мощности - косинус «фи» и коэффициент реактивной мощности - тангенс «фи».

$$\cos\varphi = \frac{P}{S}, \quad (6.1)$$

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{Q}{P}. \quad (6.2)$$

Косинус «фи» характеризует, какая часть активной мощности P содержится в полной мощности S , он может изменяться в пределах от нуля до единицы. Тангенс «фи» показывает, сколько реактивной мощности приходится на единицу активной, и он может изменяться в широких пределах от нуля и теоретически до бесконечности.

Для электроснабжения потребителей переменного тока приходится передавать активную мощность и сопровождающую ее реактивную на значительные расстояния от мест генерации до мест потребления. При этом протекание реактивной мощности по питающим (35 кВ и выше) и распределительным (6-10 кВ) сетям связано с ухудшением технико-экономических показателей работы энергосистемы и системы электроснабжения потребителей, которое происходит из-за роста потерь мощности и электроэнергии в сетях и увеличения расхода топлива на электростанциях.

Электропотребление современных энергосистем в целом характеризуется высокими значениями потребления реактивной мощности. Для большинства энергосистем значения $\operatorname{tg}\varphi$ находятся в диапазоне 0,7-0,9. Это означает, что генераторы и синхронные компенсаторы энергосистемы генерируют реактивную мощность, составляющую от 70 до 90% производимой в это время активной мощности, и она передается по сетям энергосистемы потребителям.

Передача значительной реактивной мощности по линиям и через трансформаторы невыгодна по следующим основным причинам:

1. Возникают дополнительные потери активной мощности во всех элементах системы электроснабжения, обусловленные загрузкой их реактивной мощностью. Так, при передаче активной мощности P и реактивной Q потери

активной мощности через элементы системы электроснабжения с сопротивлением R составят:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \Delta P_a + \Delta P_p, \quad (6.3)$$

где ΔP_a - потери активной мощности при передаче активной мощности P являются неизбежными, а ΔP_p - дополнительные потери активной мощности, вызванные протеканием (передачей) реактивной мощности Q . Эти дополнительные потери пропорциональны квадрату реактивной мощности. Снижение потребления реактивной мощности (например, применение компенсации) приводит к снижению потерь активной мощности.

2. Возникают дополнительные потери напряжения. Так, при передаче мощностей P и Q через элементы системы электроснабжения с параметрами сопротивления R и X потери напряжения составят:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U} R = \Delta U_a + \Delta U_p, \quad (6.4)$$

где ΔU_a - потери напряжения, обусловленные передачей активной мощности, а ΔU_p - потери напряжения, обусловленные передачей реактивной мощности.

3. Загрузка реактивной мощностью элементов систем электроснабжения и трансформаторов уменьшает их пропускную способность и требует увеличения сечения проводов воздушных и кабельных линий, увеличения номинальной мощности или числа трансформаторов на подстанциях. Например, для нагрузки $P=1000$ кВт и $Q=1300$ квар $S=1640$ кВ·А потребуется установка двухтрансформаторной подстанции 2×1000 кВ·А с коэффициентом загрузки $K_3=0,82$. После установки компенсирующих устройств и снижения потребления реактивной нагрузки до 500 квар полная мощность составит 1118 кВ·А, и в этом случае достаточно установить на подстанции трансформаторы мощностью 2×630 кВ·А с $K_3=0,88$.

Таким образом, приведенные примеры показывают нерациональность передачи значительных величин реактивной мощности от источников к потребителям и необходимость, насколько это технически возможно и экономически целесообразно, уменьшать потребление реактивной мощности.

6.2 Способы и средства снижения потребления реактивной мощности

В СЭС снижение потребления реактивной мощности и повышение значения коэффициента мощности, $\cos \varphi$, может быть достигнуто *естественным путем* за счет улучшения режима работы электроприемников, устранения их недогрузки, а также *искусственным путем* за счет установки специальных компенсирующих устройств.

Естественные пути снижения потребления реактивной мощности, как правило, не требуют значительных капитальных затрат для их осуществления.

Поскольку основными потребителями реактивной мощности на предприятиях являются асинхронные двигатели, трансформаторы, вентильные преобразователи, сварочные машины и преобразователи, то для снижения потребления реактивной мощности необходимо использовать следующие мероприятия:

- 1) заменить малозагруженные асинхронные электродвигатели двигателями меньшей мощности;
- 2) понизить напряжение у двигателей, систематически работающих с малой нагрузкой;
- 3) ограничить холостой ход двигателей и сварочных трансформаторов;
- 4) применять синхронные двигатели вместо асинхронных в случаях, когда это возможно по условиям технологического процесса;
- 5) применять наиболее целесообразную силовую схему вентильных преобразователей;
- б) повысить качество ремонта электрооборудования.

Рассмотрим более подробно некоторые из перечисленных.

Реактивная мощность, потребляемая асинхронным электродвигателем из сети на холостом ходу, может быть найдена из выражения:

$$Q_{xx} \approx \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{xx}, \approx 50-70\% Q_{ном} \quad (6.4)$$

где I_{xx} - ток холостого хода электродвигателя.

Для большинства асинхронных электродвигателей реактивная мощность холостого хода составляет свыше 50% реактивной мощности при номинальной нагрузке. Если средняя нагрузка двигателя составляет менее 45% номинальной мощности, то замена его двигателем меньшей мощности всегда целесообразна. При нагрузке двигателя более 70% номинальной мощности замена его, в большинстве случаев, нецелесообразна. При нагрузке двигателей в пределах от 45 до 70% целесообразность замены их должна быть подтверждена технико-экономическими расчетами.

Понижение напряжения на зажимах малозагруженных двигателей возможно осуществить для двигателей, изготовленных на напряжение 0,66/0,4 кВ, путем переключения обмоток с «треугольника» на «звезду».

Искусственными путями снижения потребления реактивной мощности предприятий является установка на предприятии различных устройств, вырабатывающих (генерирующих) реактивную мощность, т.е. компенсация реактивной мощности.

Источники реактивной мощности.

Потребности предприятий в генерации реактивной мощности покрываются за счет источников, основными из которых являются генераторы электростанций, синхронные компенсаторы, и собственных источников. В качестве собственных источников реактивной мощности в системах электроснабжения предприятий могут быть использованы синхронные

электродвигатели, конденсаторные установки и специальные статические источники реактивной мощности.

Синхронные двигатели (СД) получили широкое распространение на предприятиях различных отраслей промышленности. Применяются для приводов механизмов с длительным и спокойным режимом работы: насосов, вентиляторов, компрессоров, дробилок и др. Такие двигатели выпускаются заводами-изготовителями с номинальным опережающим коэффициентом мощности, приблизительно равным 0,9, и могут длительно работать в режиме генерации реактивной мощности. В номинальном режиме синхронный двигатель генерирует реактивную мощность, которая может быть определена:

$$Q_{ном\ с.д} = \frac{P_n \cdot tg\varphi_n}{\eta_n}, \quad (6.5)$$

где $P_n, tg\varphi_n, \eta_n$ - номинальные значения соответственно активной мощности, коэффициента реактивной мощности и КПД.

При недогрузке по активной мощности двигатель можно перегружать по реактивной мощности

$$Q_{с.д} = \frac{\alpha_m \cdot P_n \cdot tg\varphi_n}{\eta_n}, \quad (6.6)$$

где α_m - коэффициент максимально возможной перегрузки СД по реактивной мощности, который зависит от загрузки по активной мощности и его типа (определяется по справочным данным).

Потери активной мощности на генерацию реактивной в двигателе существенно зависят от номинальной мощности и частоты вращения.

Достоинством СД как источников реактивной мощности является их способность плавно регулировать выдаваемую реактивную мощность, если они оснащены тиристорными возбудителями.

Применение СД повышает статическую устойчивость узла нагрузки.

Конденсаторные установки получили наибольшее распространение на промышленных предприятиях как устройство компенсации реактивной мощности. Основными их достоинствами являются:

1. малые потери активной мощности (0,0025-0,005 кВт/квар);
2. простота конструкции, эксплуатации и производства монтажных работ;
3. возможность увеличения или уменьшения установленной мощности в зависимости от потребности (ступенчатая регулировка);
4. возможность установки в любом сухом помещении и подключение к любой точке электрической сети.

К недостаткам конденсаторных установок относятся:

1. зависимость генерируемой реактивной мощности от напряжения сети

$$Q_{к.у} = \left(\frac{U_c}{U_{к.у}} \right)^2 \cdot Q_n, \quad (6.7)$$

где U_c - фактическое напряжение сети, кВ;

$U_{к.у}$ - номинальное напряжение конденсаторной установки, кВ;

2. чувствительность к искажению синусоидальности кривой питающего напряжения (перегрузка токами высших гармоник);
3. отсутствие плавного регулирования мощности;
4. пожароопасность и опасность поражения персонала электрическим током.

В зависимости от места подключения конденсаторных установок (КУ) компенсация может быть *индивидуальной, групповой и централизованной*.

Индивидуальная компенсация осуществляется с помощью КУ, наглухо подключаемых к зажимам электроприемника. Такая компенсация применяется для мощных электроприемников, работающих в длительном режиме.

Групповая компенсация осуществляется путем подключения КУ к распределительным шкафам или шинопроводам производственных зданий сети.

Централизованная компенсация осуществляется путем установки КУ в распределительном устройстве низшего напряжения подстанции или на магистральном шинопроводе.

Конденсаторы напряжением 0,23 кВ, 0,4 кВ, 0,66 кВ изготавливаются в основном в 3-фазном исполнении. Конденсаторы напряжением 6,3 и 10,5 кВ изготавливаются только однофазными. Конденсаторы соединяются обычно в группы, секции и установки. С точки зрения максимального использования емкости конденсаторов их соединяют по схеме «треугольник». Так как реактивная мощность, вырабатываемая конденсаторами, равна $Q = \omega \cdot C \cdot U^2 \cdot 10^{-3}$ квар, то при соединении в «треугольник» их реактивная мощность будет в три раза больше, чем при соединении в «звезду».

Схемы присоединений КУ зависят от их назначения, напряжения и мощности. Для установок 6-10 кВ применяют схемы присоединения через отдельный выключатель или выключатель нагрузки (рисунок 6.1, а, б). По схеме рисунка 6.1, в присоединяют КУ для индивидуальной компенсации.

На напряжении 0,23-0,66 кВ КУ присоединяют по схемам, изображенным на рисунке 6.2.

В схемах КУ для разряда конденсаторов, после их отключения, предусматривают специальные индуктивные или активные разрядные сопротивления, подключенные параллельно конденсаторам. В сетях 6-10 кВ в качестве разрядных сопротивлений применяют трансформаторы напряжения, в сетях 0,23-0,66 кВ используют лампы накаливания небольшой мощности, соединенные последовательно.

Включение на неразряженную конденсаторную батарею вызывает большой бросок тока и может привести к аварийной ситуации.

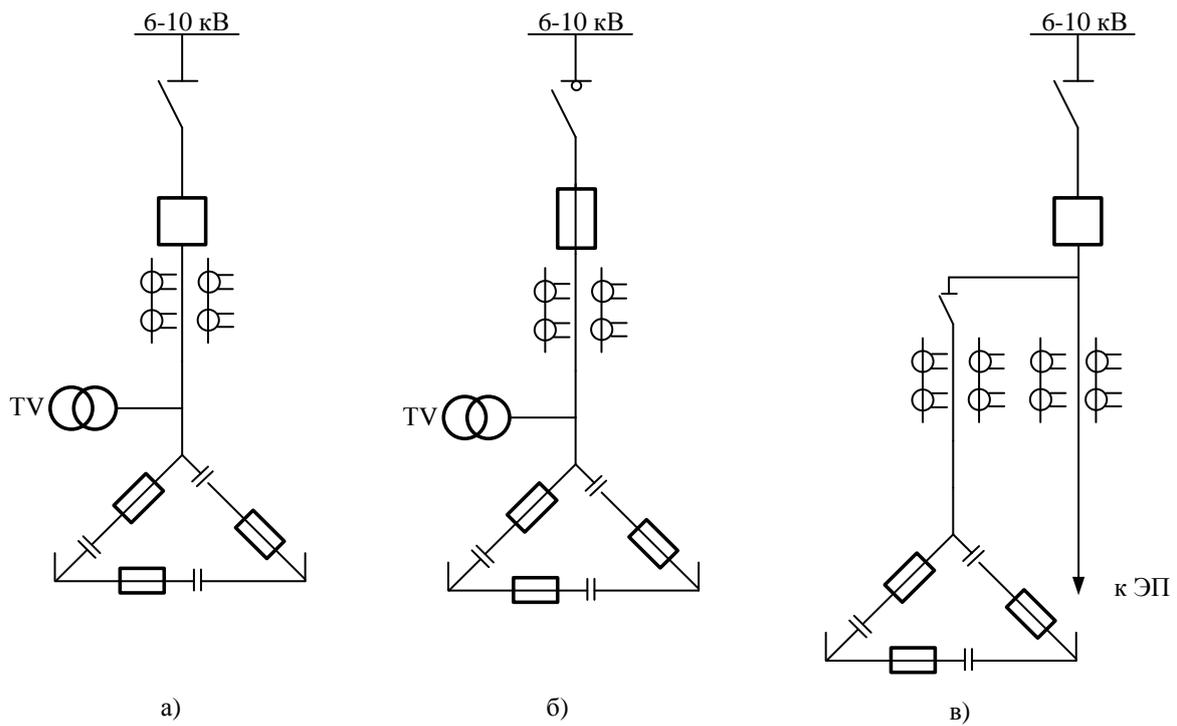


Рисунок 6.1 - Схемы присоединения конденсаторных установок

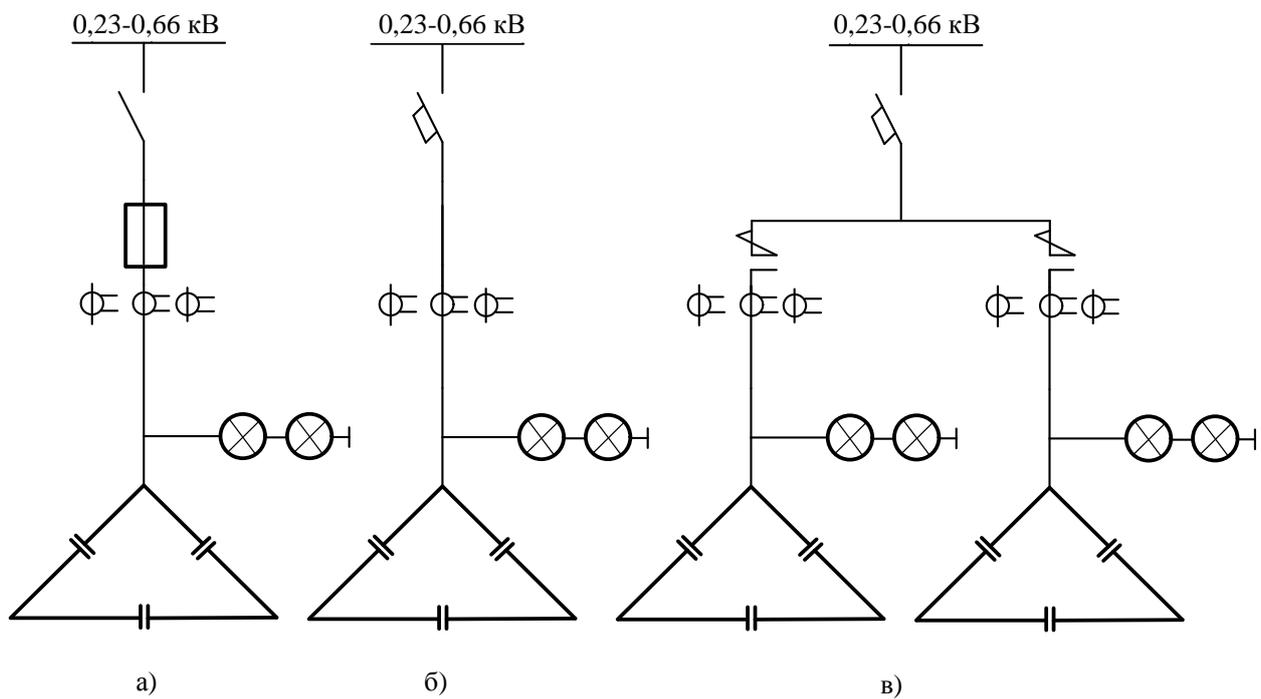


Рисунок 6.2 - Схемы присоединения КУ напряжением 0,23-0,66 кВ:
 а) через рубильник и предохранители;
 б) через автоматический выключатель;
 в) через выключатель и контакторы

Так как график потребления как активной, так и реактивной мощности в течение суток изменяется, то необходимо осуществлять автоматическое регулирование мощности КУ. Многие современные КУ поставляются комплектно с устройствами автоматики.

В основном применяются следующие принципы работы автоматики:

- 1) Регулирование КУ по времени суток.
- 2) Регулирование КУ по уровню напряжения.
- 3) Регулирование по току нагрузки.
- 4) Регулирование КУ по величине потребления реактивной мощности и напряжению.

5) Регулирование КУ по нескольким параметрам: по времени суток с коррекцией по напряжению, по току нагрузки с коррекцией по напряжению. Схемы автоматического регулирования выбирают исходя из конкретных условий работы электрической сети в данном узле, особенностей схемы СЭС, но всегда необходимо режим работы КУ согласовывать с режимом работы энергосистемы.

Статические источники реактивной мощности. Появление мощных электроприемников с резкопеременной и нелинейной нагрузками (дуговые сталеплавильные печи, вентильно-преобразовательные установки и др.) привело к значительным искажениям кривых токов и напряжений в системах электроснабжения. Значения реактивной мощности, сопровождающие нормальную работу этих электроприемников, вызывает значительные изменения питающего напряжения. Компенсация реактивной мощности с помощью КУ практически затруднительна из-за перегрузки конденсаторов токами высших гармоник и инерционности регулирования их мощности. Это привело к созданию принципиально новых компенсирующих устройств - статических источников реактивной мощности (ИРМ), к которым предъявляются следующие требования:

1. высокое быстродействие изменения реактивной мощности;
2. возможность генерирования и потребления реактивной мощности;
3. возможность работы в условиях воздействия высших гармоник.

Основными элементами статических ИРМ являются устройство искусственной коммутации тиристора (ИК) и индуктивный или емкостный накопитель энергии (рисунок 6.3).

6.3 Расчет мощности компенсирующих устройств

В настоящее время, при заключении договоров на электроснабжение предприятий, энергоснабжающие организации устанавливают экономически обоснованную величину потребления реактивной мощности Q , в часы максимума в энергосистеме. Необходимость в компенсации реактивной мощности возникает тогда, когда величина потребления реактивной мощности предприятием превосходит значение экономически обоснованной величины

реактивной мощности $Q_э$. Величина $Q_э$ задается через нормативное значение коэффициента реактивной мощности $tg \varphi_{эн}$ с учетом уровня питающего напряжения предприятия.

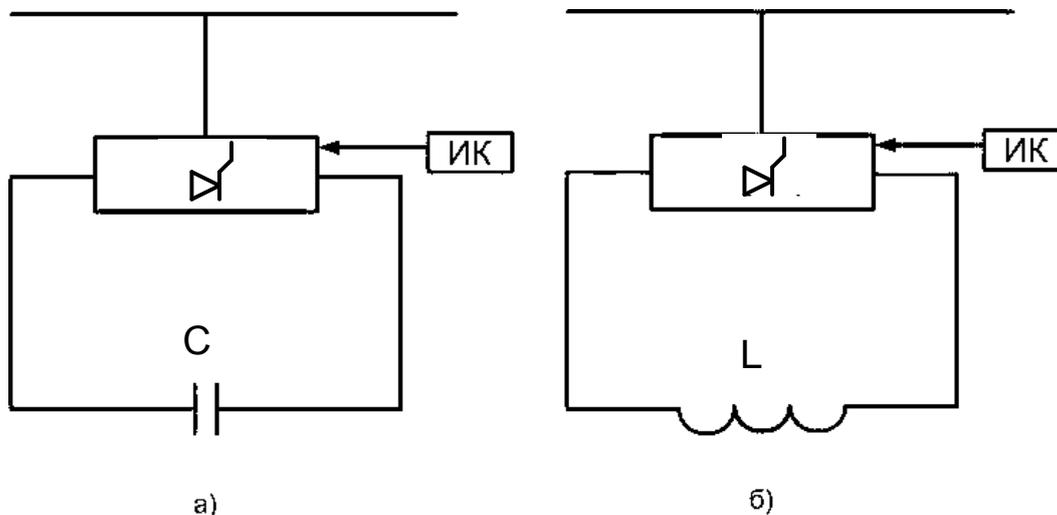


Рисунок 6.3 - Схемы статических источников реактивной мощности: а) с емкостным, б) с индуктивным накопителем энергии

В таблице 6.1 приведены значения коэффициентов реактивной мощности.

Таблица 6.1- Выбор нормативного значения коэффициента реактивной мощности¹

Напряжение, кВ	Значение $tg \varphi_{эн}$
110	0,5
35	0,4
6-20	0,4
0,4	0,35

Экономически обоснованная величина реактивной мощности составит:

$$Q_э = P_{py} \cdot tg \varphi_{эн}, \quad (6.8)$$

где P_{py} – расчетная уточненная активная нагрузка предприятия с учетом потерь в трансформаторах ГПП (ПГВ);

$tg \varphi_{эн}$ - нормативное значение коэффициента реактивной мощности предприятия, задаваемое энергосистемой (см. таблицу 6.1).

Необходимая мощность компенсирующих устройств определяется как:

¹ Приказ Министерства промышленности и энергетики РФ от 22 февраля 2007г. №49 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения)»

$$Q_{кв} = Q_{рв} - Q_{э}. \quad (6.9)$$

Найденная величина мощности компенсирующих устройств распределяется в сетях до и выше 1000 В.

Для нахождения мощности компенсирующих устройств, подключаемых к шинам 6-10 кВ, определяется коэффициент реактивной мощности высоковольтной нагрузки $tg \varphi_{в}$:

$$tg \varphi_{в} = \frac{\sum Q_{рв} + \Delta Q_m}{\sum P_{рв} + \Delta P_m}, \quad (6.10)$$

где $\sum Q_{рв}$ и $\sum P_{рв}$ - суммарные расчетные реактивные и активные высоковольтные нагрузки предприятия;

ΔQ_m и ΔP_m - потери в трансформаторах ГПП (ПГВ).

Если $tg \varphi_{в} \leq tg \varphi_{эн}$, то размещать компенсирующие устройства на шинах 6-10 кВ нецелесообразно. Если $tg \varphi_{в} > tg \varphi_{эн}$, то мощность компенсирующих устройств, подключаемых к шинам 6-10 кВ, находят как:

$$Q_{квв} = (tg \varphi_{в} - tg \varphi_{эн}) \cdot (\sum P_{рв}). \quad (6.11)$$

Мощность конденсаторных установок должна быть не менее 450 квар. При получении меньшего значения конденсаторные установки на высоком напряжении не устанавливают $Q_{квв} = 0$, а реактивную мощность перераспределяют на низком напряжении.

Оставшуюся часть компенсирующих устройств размещают на стороне низкого напряжения цеховых подстанций

$$Q_{кун} = Q_{кв} - Q_{квв}. \quad (6.12)$$

Компенсирующие устройства на низком напряжении между подстанциями распределяют пропорционально расчетным реактивным нагрузкам подстанций (цехов).

$$Q_{кун i} = \frac{Q_{кун} \cdot Q_{р i}}{\sum Q_{р i}}, \quad (6.13)$$

где $Q_{кун i}$ - необходимая мощность низковольтных конденсаторных установок i -го цеха (подстанции);

$Q_{р i}$ - расчетная реактивная мощность i -го цеха (подстанции);

$\sum Q_{р i}$ - суммарная расчетная реактивная мощность потребителей предприятия на низком напряжении.

Полученные расчетные мощности $Q_{кун i}$ распределяют между трансформаторами цеха и округляют до ближайших стандартных значений комплектных конденсаторных установок.

После расчета и выбора всех компенсирующих устройств проверяют баланс реактивной мощности на границе раздела:

$$Q_{ку} \leq \sum Q_{ку \text{ в факт}} + \sum Q_{ку \text{ н факт}} = Q_{ку \text{ факт}}, \quad (6.14)$$

где $\sum Q_{ку \text{ в факт}}$ и $\sum Q_{ку \text{ н факт}}$ - суммарная фактическая мощность высоковольтных и низковольтных компенсирующих устройств соответственно.

7 РАСЧЕТЫ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1000 В

Электроустановки низкого напряжения характеризуются большой электрической удаленностью от источников питания. Обычно мощность трансформаторов главной понизительной подстанций (ГПП) примерно в 25 раз превышает мощность цеховых трансформаторов 10-6/0,4 кВ. Следовательно, амплитуда периодической составляющей тока при коротком замыкании на стороне низкого напряжения (НН) трансформатора можно считать неизменной. Кроме того, при расчетах токов КЗ в сетях напряжением до 1000 В следует учитывать активные и индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи, а именно: силовых трансформаторов, участков сборных шин, магистральных и распределительных шинопроводов; кабельных и воздушных линий, первичных обмоток трансформаторов тока, токовых катушек автоматических выключателей; различных контактных соединений (разъемных контактов аппаратов, вторичных контактов комплектных распределительных устройств, переходных контактов аппаратов); дуги в месте КЗ (рисунок 7.1).

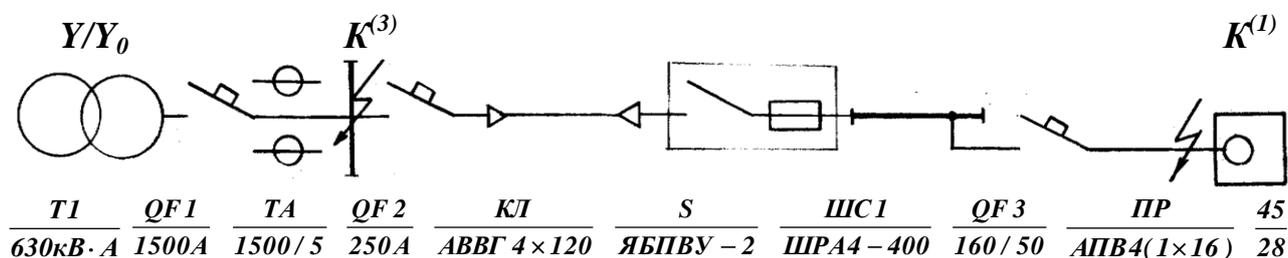


Рисунок 7.1 – Расчетная схема участка

Достоверность расчета будет зависеть оттого, насколько правильно оценены и полно учтены все сопротивления цепи КЗ. В электроустановках напряжением до 1000 В существенное влияние на значение токов КЗ оказывают активные сопротивления цепи. Так как их значения соизмеримы, а иногда и превышают значения индуктивных сопротивлений.

При составлении эквивалентных схем замещения параметры элементов исходной расчетной схемы рекомендуется к ступени напряжения сети, на которой находится точка КЗ, а активные и индуктивные сопротивления всех элементов схемы замещения выражать в миллиомах.

Методика расчета начального действующего значения периодической составляющей тока КЗ в электроустановках низкого напряжения зависит от способа электроснабжения – от энергосистемы или от автономного источника.

Например, при расчете токов КЗ в электроустановках, получающих питание непосредственно от сети энергосистемы, допускается считать, что понижающие трансформаторы подключены к источнику неизменного по амплитуде напряжения через эквивалентное индуктивное сопротивление.

Значение этого сопротивления X_c , мОм, приведенное к ступени низшего напряжения сети, следует рассчитывать по формуле:

$$X_c = \frac{U_{cp.HH}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{к.ВН} \cdot U_{cp.ВН}} = \frac{U_{cp.HH}^2}{S_k} \cdot 10^{-3}, \quad (7.1)$$

где $U_{cp.HH}$ – среднее номинальное напряжение сети, подключенной к обмотке низшего напряжения трансформатора, В;

$U_{cp.ВН}$ – среднее номинальное напряжение сети, к которой подключена обмотка высшего напряжения трансформатора. В;

$I_{к.ВН} = I_{ПОВН}$ – действующее значение периодической составляющей тока при трехфазном КЗ у выводов обмотки высшего напряжения трансформатора, кА;

S_k – условная мощность короткого замыкания у выводов обмотки высшего напряжения трансформатора, МВ·А.

При отсутствии указанных данных эквивалентное индуктивное сопротивление системы в миллиомах допускается рассчитывать по формуле:

$$X_c = \frac{U_{cp.HH}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{откл.ном} \cdot U_{cp.ВН}}, \quad (7.2)$$

где $I_{откл.ном}$ – номинальный ток отключения выключателя, установленного на стороне высшего напряжения понижающего трансформатора.

В случаях, когда понижающий трансформатор подключен к сети энергосистемы через реактор, воздушную или кабельную линию, необходимо учитывать не только индуктивные, но и активные сопротивления этих элементов.

При электроснабжении электроустановки от энергосистемы через понижающий трансформатор начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ I_{n0} в килоамперах без учета подпитки от электродвигателей следует рассчитывать по формуле

$$I_{n0} = \frac{U_{cp.HH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{рез}^2 + X_{рез}^2}}, \quad (7.3)$$

где $U_{cp.HH}$ – среднее номинальное напряжение сети, в которой произошло короткое замыкание, В;

R_{IPE3} , X_{IPE3} – соответственно суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивления прямой последовательности цепи КЗ, мОм. Эти сопротивления равны:

$$R_{IPE3} = R_{TP} + R_P + R_{TA} + R_{AB} + R_{Ш} + R_{IKЛ} + R_{ВЛ} + R_{ПЕР} + R_0$$

и

$$X_{IPE3} = X_C + X_{TP} + X_P + X_{TA} + X_{AB} + X_{Ш} + X_{IKЛ} + X_{ВЛ},$$

где X_C – эквивалентное индуктивное сопротивление системы до понижающего трансформатора, мОм, приведенное к ступени низшего напряжения;

R_{TP} и X_{TP} – активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности понижающего трансформатора, мОм, приведенные к ступени низшего напряжения сети, их рассчитывают по формулам или определяют по таблицам:

$$R_{TP} = \frac{P_{K3} \cdot U_{НОМ.НН}^2 \cdot 10^6}{S_{TP.НОМ}^2}; \quad (7.4)$$

$$X_{TP} = \sqrt{u_k^2 - \left(\frac{100 \cdot P_{K3}}{S_{TP.НОМ}} \right)^2} \frac{U_{НОМ.НН}^2 \cdot 10^4}{S_{TP.НОМ}}, \quad (7.5)$$

где $S_{TP.НОМ}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

P_{K3} – потери короткого замыкания в трансформаторе, кВт;

$U_{НОМ.НН}$ – номинальное напряжение обмотки низшего напряжения трансформатора, кВ;

u_k – напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

R_{TA} и X_{TA} – активное и индуктивное сопротивления первичных обмоток трансформаторов тока, определяются по таблицам в зависимости от коэффициентов трансформации, мОм;

R_P и X_P – активное и индуктивное сопротивления реактора, мОм.

Активное сопротивление токоограничивающего реактора следует рассчитывать по формуле

$$R_P = \frac{\Delta P_{P.НОМ} \cdot 10^3}{I_{P.НОМ}^2}, \quad (7.6)$$

где $\Delta P_{P.НОМ}$ – потери активной мощности в фазе реактора при номинальном токе, Вт;

$I_{P.НОМ}$ – номинальный ток реактора, А.

Индуктивное сопротивление реактора X_P следует принимать, как указано изготовителем, или ориентировочно определять по формуле:

$$X_P = \omega_c \cdot (L - M) \cdot 10^3, \quad (7.7)$$

где $\omega_c = 2\pi f$ – угловая частота напряжения сети, рад/с;

L – индуктивность катушки реактора, Гн;

M – взаимная индуктивность между фазами реактора, Гн;

R_{AB} и X_{AB} – активное и индуктивное сопротивления токовых катушек и переходных сопротивлений подвижных контактов автоматических

выключателей, определяются по таблицам в зависимости от номинального тока выключателя;

$R_{IШ}$ и $X_{IШ}$ – активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности шинпроводов, мОм;

$R_{IKЛ}$ и $X_{IKЛ}$ – активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности кабелей;

$R_{IВЛ}$ и $X_{IВЛ}$ – активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности воздушных линий или проводов, проложенных открыто на изоляторах;

Сопротивления шинпроводов, кабелей, проводов и воздушных линий определяются на основании табличных значений активного и индуктивного сопротивлений, отнесенных к единице длины проводника, мОм/м;

$$X_{ВЛ(КЛ,Ш)} = X_{уд.ВЛ(КЛ,Ш)} \cdot l;$$

$$R_{КЛ(КЛ,Ш)} = R_{уд.ВЛ(КЛ,Ш)} \cdot l,$$

где l — длина воздушных или кабельных линий, шинпроводов, м.

Кроме того, учитывают активные сопротивления всех переходных контактов $R_{ПЕР}$ в этой цепи (на шинах, на вводах и выводах аппаратов, разъемных контактов аппаратов и контакт в месте КЗ). При отсутствии достоверных данных о контактах и их переходных сопротивлениях рекомендуется при расчете токов КЗ в сетях учитывать их суммарные сопротивление следующим образом:

- 1) 15 мОм – для распределительных устройств на подстанции;
- 2) 20 мОм – для магистральных шинпроводов и первичных распределительных шкафов, питаемых радиальными линиями от ТП;
- 3) 25 мОм – для распределительных шинпроводов и вторичных распределительных шкафов;
- 4) 30 мОм – для аппаратуры, установленной непосредственно у ЭП.

Указанные сопротивления определяются по данным заводоизготовителей или находятся по справочной литературе.

Преобразование схемы замещения для определения токов КЗ сводится к сложению последовательно соединенных активных и индуктивных сопротивлений, так как промышленные сети низкого напряжения обычно имеют одностороннее питание.

Когда встречаются параллельные ветви, активное и индуктивное сопротивления можно определить по формуле параллельного сложения двух элементов.

Необходимость расчета токов КЗ связана с проверкой аппаратов и токоведущих устройств на термическую и динамическую устойчивость. Поэтому надо определять только наибольшее возможное значение тока КЗ при одинаковых сопротивлениях всех трех фаз; наибольший ток КЗ будет при трехфазном КЗ независимо от наличия или отсутствия нулевого провода.

Ток трехфазного КЗ, кА, определяется по формуле

$$I_{\text{ПОК}} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \sqrt{R_{\text{рез}}^2 + X_{\text{рез}}^2}} 10^3. \quad (7.8)$$

Ударный ток КЗ определяется по формуле

$$i_{\text{уд}} = K_{\text{уд}} \sqrt{2} I_{\text{ПОК}}, \quad (7.9)$$

где $K_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент.

Значение ударного коэффициента в установках напряжением до 1000 В из-за наличия большого активного сопротивления, обуславливающего быстрое затухание апериодической составляющей тока КЗ, меньше, чем в установках напряжением выше 1000 В. Значение ударного коэффициента можно определить по кривым, где приведена зависимость ударного коэффициента от отношения $X_{\text{рез}}/R_{\text{рез}}$ или постоянной времени затухания апериодической слагающей

$$T_a = \frac{X_{\text{рез}}}{314 R_{\text{рез}}}, \text{ с.} \quad (7.10)$$

При $K_{\text{уд}} \leq 1,3$ более точные результаты можно получить по формуле

$$I_{\text{уд}} = I_{\text{КЗ}} \sqrt{1 + 50 T_a}. \quad (7.11)$$

Если не требуется точное определение ударного тока КЗ, можно принимать $K_{\text{уд}} = 1,3$ при КЗ на главных распределительных щитах, которые питаются от трансформаторов мощностью 400 – 630 – 1000 кВ·А при $u_k\% = 5,5\%$. Для трансформаторов мощностью 100 – 250 кВ·А с $u_k\% = 5,5\%$ $K_{\text{уд}} = 1,2$. Если КЗ происходит в более удаленных точках, можно принимать $K_{\text{уд}} = 1$.

Рекомендуется учитывать влияние асинхронных двигателей, если они непосредственно подключены к месту КЗ. Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ за первый период от асинхронного двигателя или группы электродвигателей можно определить по формуле:

$$I_{\text{ПО.ЛД}} = \frac{0,9}{x''_{*d}} \cdot I_{\text{Р.ДВ}} = \frac{0,9}{0,2} \cdot I_{\text{Р.ДВ}} = 4,5 I_{\text{Р.ДВ}}, \quad (7.12)$$

где 0,9 – расчетная относительная ЭДС асинхронного двигателя;

$x''_{*d} = 0,2$ – относительное сверхпереходное сопротивление асинхронного двигателя;

$I_{\text{Р.ДВ}}$ – расчетный ток от двигателя или группы электродвигателей, может быть рассчитан по формуле

$$I_{\text{Р.ДВ}} = \frac{P_{\text{НОМ.ДВ}}}{P_{\text{НОМ.УЗ}}} \cdot I_{\text{Р.УЗ}}, \quad (7.13)$$

где $I_{\text{Р.УЗ}}$ – расчетный ток узла;

$P_{\text{НОМ.УЗ}}$ – номинальная установленная мощность узла;

$P_{\text{НОМ.ДВ}}$ – номинальная установленная мощность электродвигателей узла.

Апериодическая составляющая тока КЗ от асинхронных двигателей затухает очень быстро, поэтому ее можно не учитывать. Ударный ток на шинах РУ-0,4 кВ цеховой ТП с учетом подпитки от двигателей может быть определен:

$$i_{уд} = K_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{по}^{(3)} + \sqrt{2} \cdot I_{по.дв}. \quad (7.14)$$

В некоторых случаях, в сетях до 1000 В с глухим заземлением нейтрали, токи однофазного КЗ могут оказаться меньше значений, достаточных для надежного действия защиты автоматами или плавкими предохранителями. Согласно этому при расчете подобных сетей необходимо определять минимальные значения токов КЗ, например, при замыкании фазы на заземленный корпус или нулевой провод. Обеспечение надежной чувствительности защиты требуется, чтобы наименьший ток КЗ не менее чем в 3 раза превышал номинальный ток соответствующего аппарата защиты (плавкой вставки для предохранителя или тока расцепителя для автоматического выключателя с тепловым или комбинированным элементом защиты).

Расчет токов несимметричных КЗ следует выполнять с использованием метода симметричных составляющих. Что предусматривает составление схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей.

В схему замещения прямой последовательности должны быть введены все элементы исходной расчетной схемы, причем при расчете начального значения периодической составляющей тока несимметричного КЗ автономные источники, синхронные и асинхронные электродвигатели, а также комплексная нагрузка должны быть учтены сверхпереходными ЭДС и сверхпереходными сопротивлениями.

Схема замещения обратной последовательности также должна включать все элементы исходной расчетной схемы. Сопротивления обратной последовательности следует принимать по данным каталогов, а асинхронных машин – принимать равными сверхпереходным сопротивлениям.

Схема замещения нулевой последовательности (рисунок 7.2) для расчета тока однофазного КЗ отличается от схемы замещения для расчета тока трехфазного КЗ. Так как при однофазном замыкании ток протекает по так называемой петле «фаза – нуль». Если сопротивления всех фазных проводников имеют одинаковое сечение, то сечение нулевых проводников может быть не меньше половины сечения фазного проводника и нулевой проводник в большинстве случаев используется для зануления корпусов оборудования.

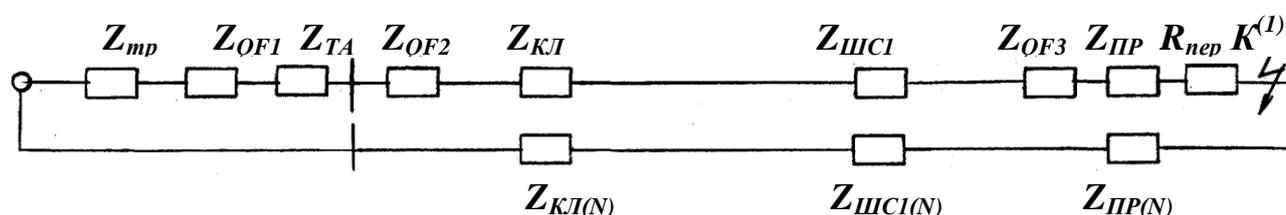


Рисунок 7.2 – Схема замещения для расчета тока однофазного КЗ

Если электроснабжение электроустановки напряжением до 1 кВ осуществляется от энергосистемы через понижающий трансформатор, то

начальное значение периодической составляющей тока однофазного КЗ от системы, кА, следует рассчитывать по формуле:

$$I_{\text{П0}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.НН}}}{\sqrt{(2 \cdot R_{1\text{PEЗ}} + R_{0\text{PEЗ}})^2 + (2 \cdot X_{1\text{PEЗ}} + X_{0\text{PEЗ}})^2}}, \quad (7.14)$$

где $R_{1\text{PEЗ}}$ и $X_{1\text{PEЗ}}$ – соответственно суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивления прямой последовательности расчетной схемы относительно точки КЗ, мОм;

$R_{0\text{PEЗ}}$ и $X_{0\text{PEЗ}}$ – соответственно суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивления нулевой последовательности расчетной схемы относительно точки КЗ, мОм. Эти сопротивления равны:

$$R_{0\text{PEЗ}} = R_{0\text{ТР}} + R_{\text{Р}} + R_{\text{ТА}} + R_{\text{АВ}} + R_{0\text{Ш}} + R_{0\text{КЛ}} + R_{0\text{ВЛ}} + R_{\text{ПЕР}} \quad (7.15)$$

и

$$X_{0\text{PEЗ}} = X_{0\text{ТР}} + X_{\text{Р}} + X_{\text{ТА}} + X_{\text{АВ}} + X_{0\text{Ш}} + X_{0\text{КЛ}} + X_{0\text{ВЛ}},$$

где $R_{0\text{ТР}}$ и $X_{0\text{ТР}}$ – активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности понижающего трансформатора. При других схемах соединения обмоток трансформаторов активные и индуктивные сопротивления нулевой последовательности необходимо принимать в соответствии с указаниями изготовителей;

$R_{0\text{Ш}}$ и $X_{0\text{Ш}}$ – активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности шинпровода;

$R_{0\text{КЛ}}$ и $X_{0\text{КЛ}}$ – активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности кабеля;

$R_{0\text{ВЛ}}$ и $X_{0\text{ВЛ}}$ – активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности воздушной линии.

При отсутствии точных данных ориентировочно принимают:

1) для шин и шинпроводов $R_{0\text{Ш}} = 10 \cdot R_{1\text{Ш}}$ и $X_{0\text{Ш}} = 10 \cdot X_{1\text{Ш}}$;

2) для кабелей и проводов, проложенных в трубах, $R_{0\text{КЛ}} = 10 \cdot R_{1\text{КЛ}}$ и $X_{0\text{КЛ}} = 4 \cdot X_{1\text{КЛ}}$.

Влияние тока двигателей на ток однофазного КЗ не учитывается.

8 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И СИСТЕМЫ НЕЙТРАЛИ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1000 В

8.1 Заземление в электроустановках

При работе в электроустановках (ЭУ) опасность представляют не только изолированные токоведущие части, находящиеся под напряжением, но открытые проводящие части (ОПЧ) электрооборудования, которые нормально не находятся под напряжением, но могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции.

В результате взаимодействия с такими частями ЭУ человек может получить электропоражение. Тяжесть поражения электрическим током зависит

от ряда факторов: силы тока и длительности его воздействия; пути прохождения тока по телу человека; состояния окружающей среды; электрического сопротивления тела человека; частоты тока; наличия факторов опасности и др.

Для защиты от поражения электрическим током в нормальном режиме должны быть применены по отдельности или в сочетании следующие меры защиты от прямого прикосновения: основная изоляция токоведущих частей; ограждения и оболочки; установка барьеров; размещение вне зоны досягаемости; применение сверхнизкого (малого) напряжения.

Для дополнительной защиты от прямого прикосновения в электроустановках напряжением до 1 кВ следует применять устройства защитного отключения (УЗО) с номинальным отключающим дифференциальным током не более 30 мА.

Для защиты от поражения электрическим током в случае повреждения изоляции должны быть применены по отдельности или в сочетании следующие меры защиты при косвенном прикосновении: защитное заземление; автоматическое отключение питания; уравнивание потенциалов; выравнивание потенциалов; двойная или усиленная изоляция; сверхнизкое (малое) напряжение; защитное электрическое разделение цепей; изолирующие (непроводящие) помещения, зоны, площадки.

Заземлением называется преднамеренное электрическое соединение какой-либо точки сети, электроустановки или оборудования с заземляющим устройством.

Различают три вида заземлений: рабочее, защитное и молниезащитное заземление.

Рабочее заземление предназначено для обеспечения работы электроустановки. К нему относятся заземление нейтралей силовых трансформаторов, генераторов, дугогасящих аппаратов, измерительных трансформаторов, реакторов и других аппаратов.

Молниезащитное заземление предназначено для защиты электрооборудования от перенапряжений, молниезащиты зданий и сооружений. Оно служит для отвода тока молний в землю от защитных разрядников, молниеотводов и других конструкций, в которые произошел удар молнии.

Защитное заземление – это заземление, выполняемое в целях электробезопасности.

Выполнить практически все три заземления не представляется возможным, и поэтому в большинстве случаев выполняется одно защитное заземление, так как оно имеет более жесткие требования.

На рисунке 8.1 показано заземление нескольких ОПЧ электродвигателей с помощью одиночного заземлителя I (трубы, уголка, стержня, заглубленного в землю). В нормальном режиме, когда изоляция электродвигателей не нарушена, на ОПЧ электроустановок никакого потенциала нет, прикосновение к ним безопасно. Например, при пробое изоляции в любом электродвигателе

происходит стекание на землю тока I_3 через заземляющее устройство. Электрический потенциал на поверхности грунта распределяется по кривой 3.

На заземляющем устройстве возникает напряжение, которое может быть определено по формуле:

$$U_3 = I_3 \cdot R_3, \quad (8.1)$$

где I_3 - ток замыкания на землю, А;
 R_3 – сопротивление заземлителя, Ом.

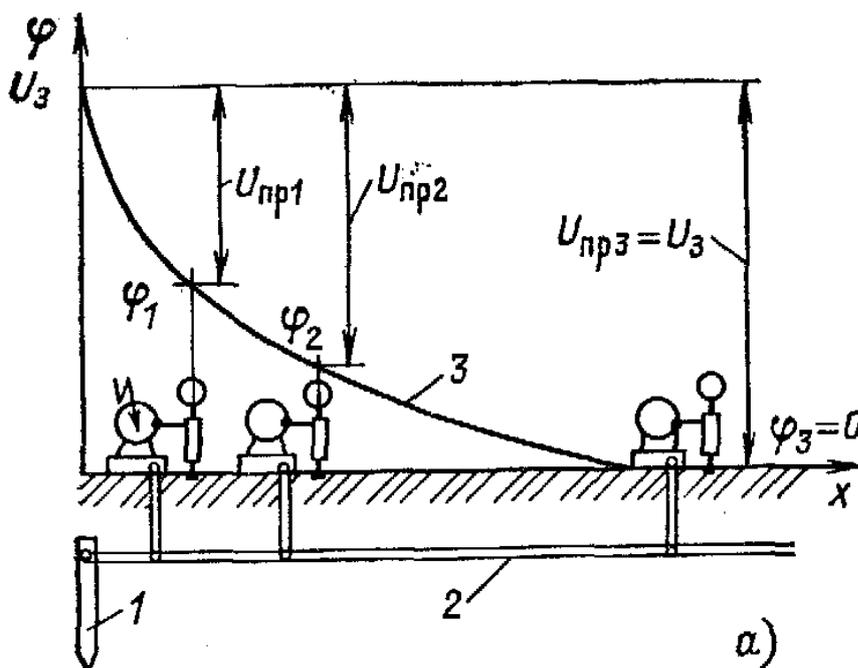


Рисунок 8.1 – Распределение потенциала по поверхности земли одиночного заземлителя

Пренебрегая падением напряжения в заземляющей полосе 2, считаем, что все заземленные ОПЧ электроустановок окажутся под напряжением U_3 . Человек, стоя на поверхности грунта, прикасаясь к корпусу электродвигателя, попадает под разность потенциалов:

- в первом случае - $U_{пр1} = U_3 - \varphi_1$;
- во втором случае - $U_{пр2} = U_3 - \varphi_2$;
- в третьем случае - $U_{пр3} = U_3$,

где φ_1, φ_2 - потенциалы точек грунта, на которых стоит человек.

Из рисунка 8.1 видно, что значение напряжения прикосновения в третьем случае будет наибольшим.

Напряжение прикосновения ($U_{пр}$) - напряжение между двумя проводящими частями или между проводящей частью и землей при одновременном прикосновении к ним человека.

Напряжение прикосновения может быть уменьшено при выравнивании потенциала путем контурного заземления и прокладки дополнительных

заземляющих полос внутри контура. На рисунке 8.2 показана часть заземляющего устройства подстанции, состоящего из вертикальных заземляющих электродов 1, соединительных полос 2 и выравнивающих полос 4, проложенных на глубине 0,7 м. При повреждении изоляции на поверхности грунта потенциал распределяется по кривой 5 (без выравнивающих полос) и кривой 6 (с выравнивающими полосами).

Напряжение шага ($U_{шаг}$) - это напряжение между двумя точками на поверхности земли, на расстоянии 1 м одна от другой, которое принимается равным длине шага человека.

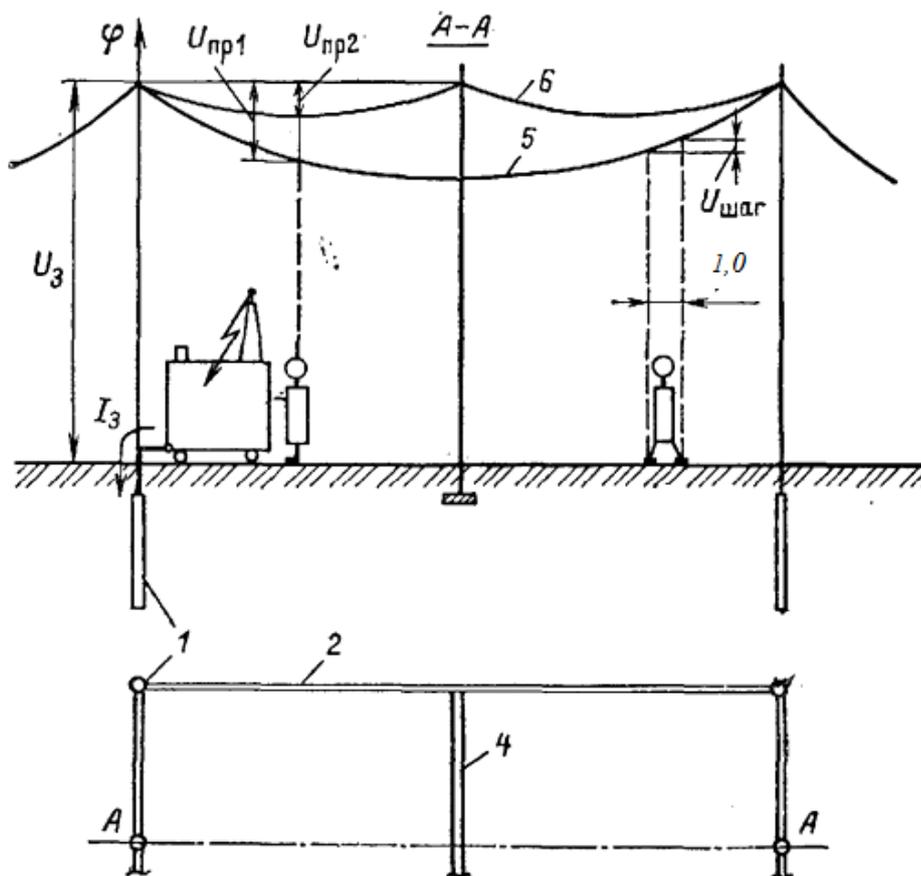


Рисунок 8.2 – Распределение потенциала по поверхности земли контурного заземлителя

Защитное заземление позволяет снизить до безопасной величины напряжение прикосновения и напряжение шага.

В электроустановках заземлению подлежат: корпуса электрических машин и трансформаторов, коммутационных и защитных аппаратов, их приводов, вторичные обмотки трансформаторов, металлические конструкции распределительных устройств, каркасы распределительных щитов, пультов, шкафов, металлические корпуса кабельных муфт, оболочки и броня кабелей, кожухи и опорные металлические конструкции шинопроводов и электрооборудования, лотки, короба, металлические корпуса технологического

оборудования и другие металлические конструкции, связанные с установкой электрооборудования.

Заземление осуществляется с помощью *заземляющего устройства (ЗУ)*, которое состоит из заземлителей и заземляющих проводников.

Заземлитель - это металлический проводник или группа проводников, находящихся в соприкосновении с землей.

Заземляющий проводник - это проводник, соединяющий заземляемую часть ЭУ с заземлителем. Различают естественные и искусственные заземлители.

В качестве естественных заземлителей используются:

- 1) металлические и железобетонные конструкции зданий и сооружений, находящиеся в соприкосновении с землей;
- 2) металлические трубы водопровода, проложенные в земле, и обсадные трубы буровых скважин;
- 3) рельсовые пути неэлектрифицированных железных дорог;
- 4) металлические оболочки бронированных кабелей, проложенных в земле.

Не допускается использовать в качестве заземлителей трубопроводы горючих и взрывоопасных жидкостей, газов и смесей, трубопроводы канализации и центрального отопления, а также алюминиевые оболочки кабелей.

Искусственные заземлители могут быть из черной или оцинкованной стали или медными и не должны иметь окраски.

Под *искусственными заземлителями* понимают закладываемые в землю металлические электроды, специально предназначенные для устройства заземлений. Искусственные заземлители выполняются из вертикальных электродов, в качестве которых используются – стальные стержни, угловая сталь или стальные трубы и горизонтальных стальных полос или круглой стали.

Рекомендуется принимать длину вертикальных стержневых электродов 2-5 м, а электродов из угловой стали 2,5-3 м. В целях улучшения растекания тока заземлители закладываются в грунт на глубину 0,7-0,8 м (для вертикальных электродов это глубина закладки верхней кромки труб или стержней). Во-первых, это позволяет защитить устройство от механических повреждений и, во-вторых, на глубине 0,7-0,8 м грунт в меньшей степени подвержен высыханию в жаркие летние месяцы.

При выполнении ЗУ рекомендуется использовать все имеющиеся естественные заземлители. Сопротивления естественных заземлителей определяются их измерением с учетом коэффициента сезонности.

Допустимое сопротивление ЗУ по нормам при наличии искусственного и естественного заземлителей равно:

$$R_{НОРМ.З.} = \frac{R_{И} \cdot R_{Е}}{R_{И} + R_{Е}}, \quad (8.2)$$

где $R_{И}$ – сопротивление искусственного заземлителя;

R_E – сопротивление естественного заземлителя.

В соответствии с ПУЭ устанавливается допустимое сопротивление заземляющего устройства (R_3). Если ЗУ является общим для установок на различное напряжение, то за расчетное сопротивление принимается наименьшее из допустимых.

а) для ЭУ напряжением выше 1000 В с эффективно заземленной нейтралью ЗУ должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом с учетом сопротивления естественных и искусственных заземлителей.

б) для ЭУ напряжением выше 1000 В с изолированной нейтралью сопротивление ЗУ при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года с учетом сопротивления естественного заземлителя должно быть:

$$R_3 = \frac{U_{РАСЧ}}{I_3} \leq 10 \text{ Ом}, \quad (8.3)$$

где $U_{РАСЧ}$ – расчетное напряжение, $U_{РАСЧ} = 250 \text{ В}$.

Расчетные токи замыкания на землю могут быть приняты по данным схемы системы электроснабжения либо расчетным путем.

В качестве расчетного тока принимается:

1) в сетях без компенсации емкостных токов – ток замыкания на землю;

2) в сетях с компенсацией емкостных токов:

а) для ЗУ, к которым присоединены компенсирующие аппараты, - ток, равный 125% номинального тока наиболее мощного из этих аппаратов;

б) для ЗУ, к которым не присоединены компенсирующие аппараты, - ток замыкания на землю, проходящий в данной сети при отключении наиболее мощного из компенсирующих аппаратов.

Расчетный ток замыкания на землю должен быть определен для той из возможных в эксплуатации схем сети, при которой этот ток имеет наибольшее значение.

При использовании ЗУ одновременно для ЭУ напряжением до 1 кВ с изолированной нейтралью в системе ИТ должны быть выполнены условия:

$$R_3 = \frac{U_{ПР}}{I_3} \leq 10 \text{ Ом}, \quad (8.4)$$

где $U_{ПР}$ – напряжение прикосновения, принимается равным 50 В.

Расчетный ток замыкания на землю I_3 можно определить по формуле, зная длину электрически связанных кабельных линий l_K , км, воздушных линий l_B , км, и напряжение сети $U_{НОМ}$, кВ:

$$I_3 = \frac{U_{НОМ} (35 \cdot l_K + l_B)}{350}. \quad (8.5)$$

При использовании заземляющего устройства одновременно для ЭУ напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью R_3 с учетом величины линейного напряжения. В любое время года должно быть не более при линейном напряжении:

- 1) 0,66 кВ – $R_3 \leq 2$ Ом;
- 2) 0,4 кВ – $R_3 \leq 4$ Ом;
- 3) 0,23 кВ – $R_3 \leq 8$ Ом.

8.2 Режимы работы нейтралей в электроустановках

Нейтралями электроустановок называют общие точки обмотки генераторов или трансформаторов, соединенные в звезду.

В зависимости от режима нейтрали электрические сети разделяют на четыре группы:

- 1) сети с незаземленными (изолированными) нейтралями;
- 2) сети с резонансно-заземленными (компенсированными) нейтралями;
- 3) сети с эффективно заземленными нейтралями;
- 4) сети с глухозаземленными нейтралями.

В России к первой и второй группам относятся сети напряжением 3-35 кВ, нейтрали трансформаторов или генераторов которых изолированы от земли или заземлены через дугогасительные реакторы (катушки).

Сети с эффективно заземленными нейтралями применяют на напряжение выше 1 кВ, у которых коэффициент замыкания на землю не превышает 1,4. *Коэффициентом замыкания на землю* называют отношение разности потенциалов между неповрежденной фазой и землей в точке замыкания на землю поврежденной фазы к разности потенциалов между фазой и землей в этой точке до замыкания. В соответствии с рекомендациями Международного электротехнического комитета (МЭК) к эффективно заземленным сетям относят сети высокого напряжения, нейтрали которых могут функционировать в двух состояниях с глухим заземлением нейтрали или с разземлением нейтрали. К этой группе относятся сети напряжением 110 кВ и выше.

К четвертой группе относятся сети напряжением до 1000 В. Хотя сети с изолированной нейтралью используются и при напряжении до 1000 В, но они имеют ограниченное применение.

8.3 Режимы работы нейтралей в электроустановках и сетях до 1000 В

В соответствии с ПУЭ и ГОСТ Р 50571.2-94 в ЭУ до 1000 В режим нейтрали и открытых проводящих частей обозначается двумя буквами: первая непосредственно указывает на режим заземления нейтрали источника питания, вторая – состояние открытых проводящих частей электроустановок. В обозначениях принято использование начальных букв французских слов:

- T** (terre – земля) – заземлено;
- N** (neutre – нейтраль) – присоединено к нейтрали источника;
- I** (isole) – изолировано.

Согласно вышеприведенным нормативным документам предусматриваются три режима заземления нейтрали и открытых проводящих частей:

ТТ – нейтраль источника и ОПЧ электрооборудования глухо заземлены (заземление может быть как совмещенное, так и раздельное), рисунок 8.3;

IT – нейтраль источника изолирована или имеет связь с землей через приборы или устройства, имеющие большое сопротивление, ОПЧ электрооборудования глухо заземлены (рисунок 8.4);

TN – нейтраль источника глухо заземлена, ОПЧ электрооборудования присоединены к нейтральному проводу.

В свою очередь режим **TN** имеет три разновидности сетей:

TN-C – нулевой рабочий (**N**) и защитный (**PE**) проводники объединены (**C** – от английского слова combined – объединенный) на всем протяжении (рисунок 8.5). Объединенный нулевой проводник называется **PEN** по первым буквам английских слов protective earth, neutral – защитная земля, нейтраль.

TN-S – нулевой рабочий проводник **N** и нулевой защитный проводник **PE** разделены (**S** – от английского слова separated – раздельный), рисунок 8.6.

TN-C-S – нулевые рабочий и защитный проводники объединены на головных участках сети в проводник **PEN**, а далее разделены на проводники **N** и **PE** (рисунок 8.7).

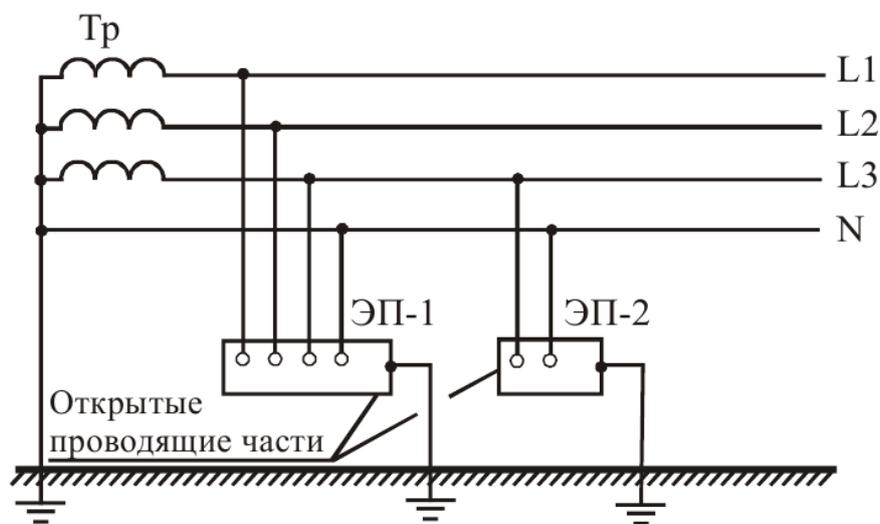


Рисунок 8.3 – Схема электрической сети с системой **ТТ**

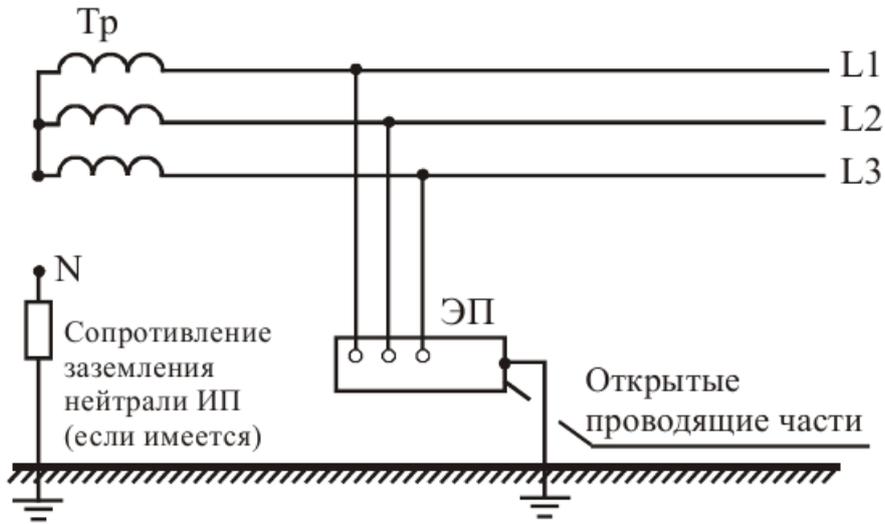


Рисунок 8.4 – Схема электрической сети с системой **IT**

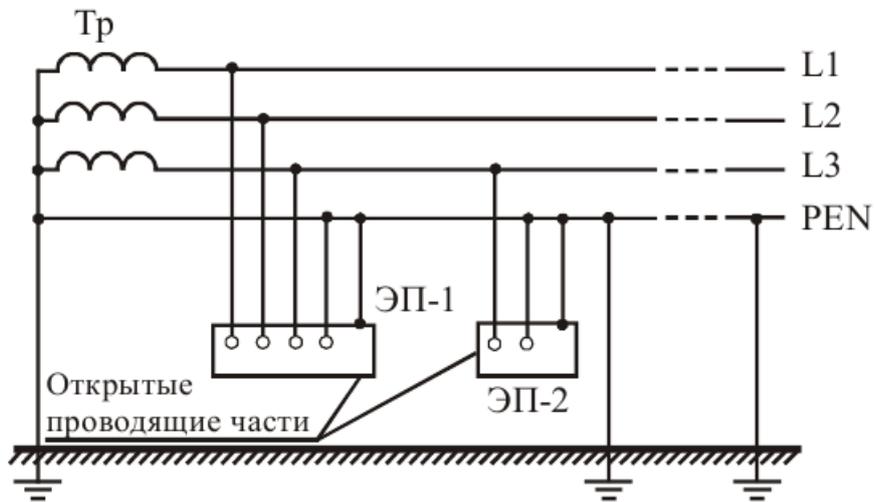


Рисунок 8.5 – Схема электрической сети с системой **TN-C**

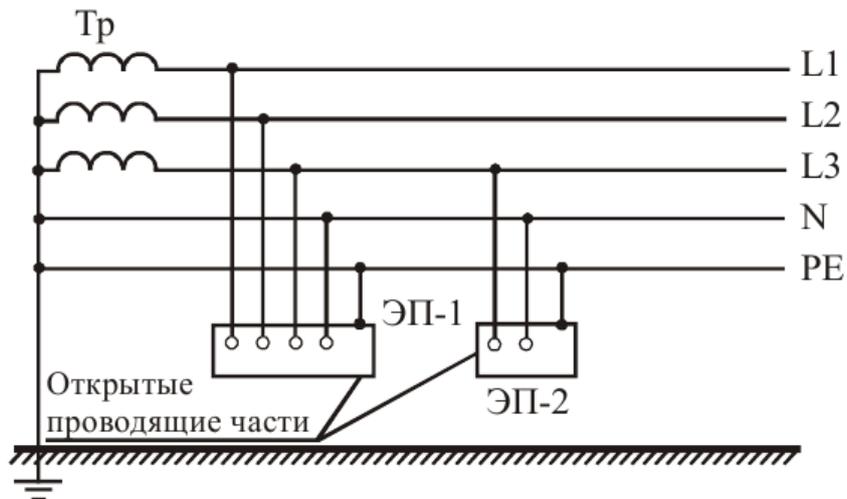


Рисунок 8.6 – Схема электрической сети с системой **TN-S**

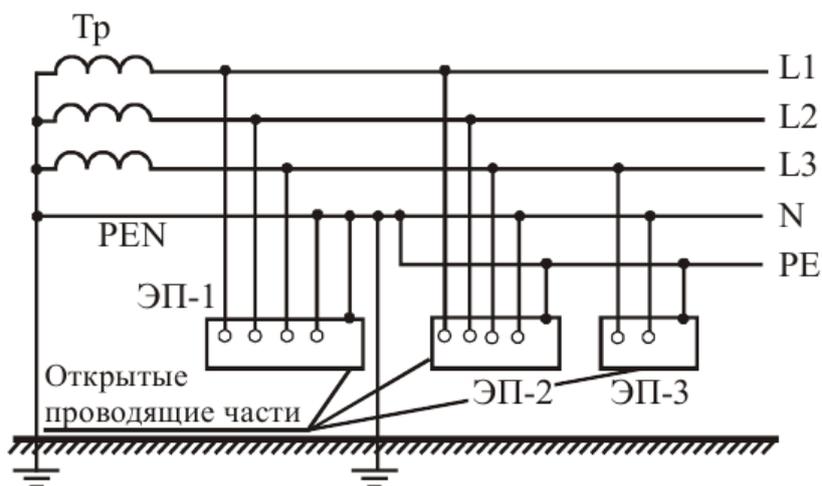


Рисунок 8.7 – Схема электрической сети с системой **TN-C-S**

Сеть ТТ. Для такой сети характерно то, что помимо нейтрали источника питания, открытые проводящие части ЭУ подключены к заземлению.

Электробезопасность такой сети обеспечивается применением УЗО, так как сам режим сети не позволяет защитить человека при косвенном прикосновении. Например, при возникновении замыкания фазы на корпус и равенстве сопротивления проводников сети и сопротивления заземляющего устройства напряжение прикосновения будет равно половине фазного, что является опасным и требует немедленного отключения электроустановки. А при токах однофазного короткого замыкания, которые имеют небольшое значение, не позволяет быстро сработать аппаратам защиты автоматическим выключателям или предохранителям. Отсюда следует обязательное применение УЗО. К тому же использование УЗО повышает пожаробезопасность таких сетей.

Бесперебойность электроснабжения в сетях **ТТ** при аварийных режимах (коротких замыканиях) не обеспечивается, так как требуется отключение ЭУ по условиям безопасности.

Поэтому сети **ТТ** рекомендуют применять для временных (передвижные, мобильные), расширяемых и изменяемых электроустановок.

Сеть IT. Нейтральная точка источника питания такой сети изолирована от земли или заземлена через значительное сопротивление (сотни Ом – несколько кОм). Защитный проводник ОПЧ ЭУ отделен от нейтрали источника питания.

Электробезопасность при однофазном замыкании на корпус в этой системе более высокая по сравнению с другими типами сетей, так как величина однофазного тока замыкания составляет единицы ампер. Следовательно, напряжение прикосновения крайне невелико и отсутствует необходимость немедленного отключения возникшего повреждения. Электробезопасность и пожаробезопасность может быть улучшена за счет применения УЗО.

Кроме того рассматриваемая система сети обладает более высокой надежностью электроснабжения потребителей. Однофазное замыкание не требует немедленного отключения.

Но для сети **IT** характерно возникновение перенапряжений неповрежденных фаз при однофазном замыкании на корпус ЭУ или на землю. Минимальное значение кратности перенапряжения составляет 1,73, к тому же высока возможность возникновения дуговых перенапряжений более высокой кратности из-за наличия сердечников в конструкции ЭУ или неметаллического замыкания на землю. Существенным недостатком такой сети является невозможность получить два уровня напряжений, что не позволяет включать в сеть однофазные и двух фазные потребители напрямую.

Сети **IT** нашли применение для питания ЭУ, требующих высокую степень надежности электроснабжения или повышенную электробезопасность (шахтное, карьерное электроснабжение).

Сеть TN-C. До последнего времени была и остается наиболее широко используемой системой сети. Но продолжительная их эксплуатация показала существенный недостаток, который заключается в невозможности обеспечить высокую электробезопасность при косвенном прикосновении или обрыве проводника (фазного или нулевого).

Электробезопасность в сети **TN-C** при косвенном прикосновении обеспечивается отключением однофазных замыканий на корпус с помощью предохранителей или автоматических выключателей. Но при разветвленных сетях ток однофазного короткого замыкания имеет небольшое значение от десятков до сотен ампер. Вследствие этого время отключения существенно возрастает, а вероятность электропоражения человека, прикоснувшегося к металлическому корпусу аварийной установки, увеличивается. Кроме этого, в сети при однофазном коротком замыкании на корпус электроприемника (ЭП) возникает вынос потенциала по нулевому проводу на ОПЧ неповрежденного оборудования, в том числе отключенного и выведенного в ремонт, что также увеличивает вероятность поражения людей. Особую опасность в сети **TN-C** представляет обрыв (отгорание) нулевого провода. В этом случае все присоединенные за точкой обрыва металлические зануленные корпуса ЭП окажутся под фазным напряжением.

Использование УЗО в сетях невозможно, так как это связано с их неработоспособностью или большим количеством ложных срабатываний.

Пожаробезопасность сетей **TN-C** находится на низком уровне, так как при однофазных коротких замыканиях могут возникнуть значительные токи (килоамперы), которые приводят к возгоранию.

Бесперебойность электроснабжения в сети **TN-C** при различных коротких замыканиях не обеспечивается из-за значительных токов, и требуется отключение присоединения.

Сети вызывают электромагнитные возмущения в системе электроснабжения. Это связано с тем, что падение напряжения в нулевом

проводнике и протекания тока по металлоконструкциям зданий и сооружений создает электромагнитные помехи. Они усиливаются при грозовых разрядах и однофазных КЗ со значительным током, протекающим в нулевом проводе. Поэтому на стадии проектирования и настройки защит в сети **TN-C** следует выполнять расчеты токов короткого замыкания (в том числе и однофазного короткого замыкания), что требует знание сопротивления всех элементов сети.

Сети **TN-C** нашли применение для подключения силовых электроприемников производственных зданий и сооружений.

Сеть TN-S. Сети с таким режимом заземления нейтрали и ОПЧ электроустановок называются пятипроводными. В них нулевой рабочий (**N**) и нулевой защитный (**PE**) проводники разделены.

Использование сети **TN-S** обеспечивает более высокий уровень электробезопасности по сравнению с системой **TN-C** при косвенном прикосновении за счет разделения нулевых проводников, а также из-за возможности использования УЗО. Хотя при пробое изоляции в сети **TN-S** также возникает вынос опасного потенциала на корпуса других электроприемников, связанных проводником **PE**. Но возможность использования УЗО в этом случае обеспечивает безопасность. А вот обрыв нулевого рабочего проводника в сети **TN-S** не влечет за собой появления фазного напряжения на корпусах всех связанных данной линией питания ЭП за точкой разрыва. Пожаробезопасность сети **TN-S** при применении УЗО в сравнении с сетями **TN-C** существенно выше.

Надежность электроснабжения и возникновение перенапряжений в сети **TN-S** аналогично сети **TN-C**. Электромагнитная обстановка в сетях **TN-S** в нормальном режиме лучше, чем в сетях **TN-C**, так как **N** проводник изолирован и отсутствует отвлечение токов в сторонние проводящие части зданий и сооружений.

Следует заметить, что наличие в сетях **TN-S** УЗО существенно снижает объем повреждений при возникновении однофазных коротких замыканий по сравнению с сетями **TN-C**, так как повреждение ликвидируется в начальной стадии.

В отношении проектирования, настройки защит и обслуживания сети **TN-S** по отношению к сетям **TN-C** являются более дорогими из-за необходимости прокладки пятого проводника.

Сети **TN-S** находят применение во вновь строящихся и реконструируемых зданиях административно-бытового назначения, а также осветительных установках производственных и близких к ним зданий и сооружений.

Сеть TN-C-S. Это комбинация двух сетей **TN-C** и **TN-S**. Получила свое развитие в результате невозможности реконструкции части питающих сетей электроснабжения, относящихся к энергоснабжающей компании, но необходимости использования системы **TN-S** у потребителя. Для неё

справедливы все преимущества и недостатки вышерассмотренных сетей **TN-C** и **TN-S**. Повышение электро- и пожаробезопасности возможно только в части сети, соответствующей системе **TN-S**.

Нашли применение для реконструируемых зданий различного назначения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гужов Н.П., Ольховский В.Я., Павлюченко Д.А. Системы электроснабжения [Текст]: Учебник. Ростов н/Д: Изд-во, Феникс, 2011. 384с.
2. Киреева Э.А. Электроснабжение и электрооборудование промышленных предприятий: [Текст]: Учебное пособие / Э.А. Киреева. М.: КНОРУС, 2011. – 368с.
3. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: [Текст]: Учебник для студентов высших учебных заведений/ Б.И. Кудрин. М.: Интермет Инжиниринг, 2006. – 672с.
4. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: Учебное пособие. / Г.Н. Ополева - М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2006.-480 с.
5. Правила устройства электроустановок: [Текст]: Все действующие разделы, 2007.-853с., ил.
6. Нормативные основы устройства и эксплуатации электроустановок: [Текст]: – Нормативно-технический сборник. – Барнаул, 2002. – 976с. (25 экз.).
7. Балашов О.П., Парфенова Н.А. Электроэнергетика: Основы электроснабжения. Перенапряжения в электроэнергетических системах и защита от них: Учебное пособие для студентов вузов специальности 140211 «Электроснабжение» всех форм обучения /Рубцовский индустриальный институт. – Рубцовск, 2011. -133 с.
8. Бурдочкин Ю.С. Системы электроснабжения: Учебное пособие для студентов специальности 140211 всех форм обучения/Рубцовский индустриальный институт. – Рубцовск, 2007. – 92 с.
9. Инструктивные и информационные материалы по проектированию электроустановок ВНИИПКИ «ТЯЖПРОМЭЛЕКТРОПРОЕКТ», 1992 г. №7-8.
10. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. Нормы технологического проектирования. НТП ЭПП-94. АООТ ВНИПКИ ТЯЖПРОМЭЛЕКТРОПРОЕКТ, 1994.
11. Проектирование силовых электроустановок промышленных предприятий. Нормы технологического проектирования. ОАО ВНИПКИ ТЯЖПРОМЭЛЕКТРОПРОЕКТ, 1997.
12. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования/ И.П. Крючков, Б.Н. Неклепаев, В.А. Старшинов и др.; Под ред. И.П. Крючкова и В.А. Старшинова. – М.: Издательский центр «Академия», 2005. – 416 с.
13. Балашов О.П. Повышение эффективности электрической защиты в электроустановках зданий: Методические рекомендации по проектированию систем электробезопасности на объектах социальной инфраструктуры села / Рубцовский индустриальный институт.– Рубцовск, 2006. 41 с.
14. Блок управления и защит электродвигателя БУЗ-03М [Электронный ресурс] // <http://www.npptec.ru/284-1-blokupravlenijaizatschit.html>
15. Устройство плавного пуска АСТЭК-02 [Электронный ресурс] // <http://www.npptec.ru/284-1-blokupravlenijaizatschit.html>

Балашов Олег Петрович

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

Учебное пособие для студентов, обучающихся по направлению 140400
«Электроэнергетика и электротехника» всех форм обучения

Редактор Е.Ф. Изотова

Подписано к печати 19.08.2014. Формат 60x84 1/16

Усл. печ.л. 7,88 Тир. 120 экз. Зак. 141289. Рег. № 143.

Отпечатано в РИО Рубцовского индустриального института
658207, Рубцовск, ул. Тракторная, 2/6.