



Л.Ф. Лисицина

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ промышленных предприятий

Л.Ф. Лисицина

**ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ
промышленных предприятий**

2009

ТЕМА 1: ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ

1.1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ

Электроснабжением называется обеспечение потребителей электрической энергией.

Системой электроснабжения называется совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электроэнергией.

В системе электроснабжения объектов можно выделить три вида электроустановок:

по производству электрической энергии — электрические станции (на предприятиях со значительной тепловой нагрузкой);

по передаче, преобразованию и распределению электроэнергии - электрические сети и подстанции;

по потреблению электрической энергии в производственных и бытовых нуждах — приемники электрической энергии.

Электрической станцией называют предприятие или электроустановку, предназначенную для производства электрической энергии. На электростанциях различные виды энергии (энергия топлива, падающей воды, ветра и др.) с помощью электрических машин, называемых генераторами, преобразуются в электрическую энергию.

В зависимости от используемого вида первичной энергии электрические станции можно разделить на следующие основные группы: тепловые, атомные, гидравлические, ветряные и альтернативных источников энергии.

Приемником электрической энергии (электроприемником) называется аппарат, агрегат, механизм, предназначенный для преобразования электрической энергии в другой вид энергии.

По технологическому назначению электроприемники классифицируют в зависимости от вида энергии, в который данный приемник преобразует электрическую энергию: электродвигатели приводов машин и механизмов; электротермические установки; электрохимические установки; установки электроосвещения; установки электростатического и электромагнитного поля; установки искровой обработки, устройства контроля и испытания изделий. Электроустановки характеризуются номинальными параметрами: напряжением, током, мощностью и др.

Совокупность электроприемников объединенных технологическим процессом в цеха, корпуса, предприятия, присоединенных с помощью электрических сетей к общему пункту электропитания, называют потребителем электрической энергии (электропотребителем).

Электрической сетью называется совокупность электроустановок для передачи и распределения электрической энергии, состоящая из подстанций и распределительных устройств, и соединяющих их линий электропередачи (воздушные, кабельные линии и токопроводы) работающих на определенной территории.

Электрической подстанцией называют электроустановку, предназначенную для приема, преобразования и распределения электроэнергии и состоящей из трансформаторов или других преобразователей энергии, устройству управления, защиты, измерения и вспомогательных устройств.

Распределение поступающей электроэнергии без ее преобразования или трансформации выполняется на распределительных подстанциях и распределительных устройствах.

Электрические сети выполняют в основном по системе трехфазного переменного тока. Принятая частота переменного тока в Российской Федерации равна 50Гц.

По характеру электропотребления и территориальному размещению электроприемников объектов различают системы электроснабжения промышленных предприятий, городов, агропромышленного комплекса и электрифицированного транспорта.

1.2. ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ОБЪЕКТОВ

В настоящее время широко используется централизованное электроснабжение объектов. Централизованным электроснабжением называют обеспечение потребителей электрической энергией от энергосистемы.

Энергетической системой называется совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, объединенных общим и непрерывным процессом выработки, преобразования и распределения тепловой и электрической энергии.

Электроснабжение потребителей от объединенных энергетических систем вызвано огромными преимуществами по сравнению с электроснабжением от отдельных электрических станций.

При создании объединенных энергетических систем можно уменьшить суммарную установленную мощность электростанций.

Большая совокупность потребителей электрической энергии характеризуется графиком нагрузки. Максимум суммарной нагрузки системы меньше, чем сумма максимумов нагрузок отдельных потребителей. Это объясняется несовпадением максимумов нагрузок отдельных потребителей. В энергетических системах, охватывающих обширные географические районы, несовпадение максимумов вызвано расположением потребителей в разных часовых поясах. Установленная мощность электростанций в системе должна быть достаточна для покрытия максимальных нагрузок и потерь мощности в электрических сетях.

Объединение нескольких электростанций различных видов позволяет повысить экономичность выработки электроэнергии, в частности более полно использовать гидроресурсы.

Энергетические системы дают возможность согласованно работать тепловым электростанциям (ТЭС) и гидроэлектростанциям (ГЭС). В период недостатка воды на ГЭС (зимой) выработка электроэнергии на них снижается. Потребители обеспечиваются электроэнергией в большей мере от ТЭС. Наоборот, летом при большом притоке воды ГЭС работают на полную мощность, а выработка электроэнергии в ТЭС снижается. Это обеспечивает экономию топлива и, следовательно, уменьшает себестоимость электроэнергии.

Объединение энергосистем позволяет увеличить единичную мощность агрегатов.

С возрастанием мощностей агрегатов улучшаются их технические характеристики, снижается удельная стоимость выработки электроэнергии.

Создание объединенных энергосистем позволяет повысить надежность электроснабжения потребителей. Отдельные элементы системы (генераторы, трансформаторы, линии электропередачи и др.) в результате аварии могут выходить из строя. В этих случаях часть потребителей может потерять питание. Многократное резервирование, использование устройств релейной защиты и автоматики энергосистем позволяет повысить надежность электроснабжения потребителей. Устройства релейной защиты производят отключение поврежденных элементов или частей системы и локализуют аварию. Устройства автоматического повторного включения (АПВ) и автоматического включения (ввода) резерва (АВР) позволяют восстановить питание отключенных потребителей. Устройства АПВ предназначены для ликвидации так называемых

неустойчивых повреждений ВЛ. При быстром отключении линии 60-75% повреждений самоустраниаются. При повторном включении линия остается в работе и электроснабжение потребителей не нарушается. Автоматическое включение резерва подключает потребители в случае нарушения электроснабжения от основного источника питания к резервному источнику.

1.3. ОРГАНИЗАЦИЯ ВЗАИМООТНОШЕНИЙ МЕЖДУ ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ И ПОТРЕБИТЕЛЕМ

Взаимоотношения между энергосистемой и потребителями регламентированы правилами пользования электрической энергией. Их в определенной мере можно разделить на юридически-правовые, технико-экономические и оперативно-диспетчерские.

К юридическо-правовым вопросам относят:

- регламентация порядка присоединения электроустановок потребителей к энергосистеме;

- разграничение балансовой принадлежности оборудования и сетей, эксплуатационной ответственности между потребителем и энергосистемой;

- выбор соответствующих тарифов и системы расчета за электроэнергию;

- определение условий электроснабжения потребителей в период возникновения в энергосистеме дефицита мощности или энергии в целях сохранения устойчивости режима системы и ее разгрузки за счет отключения части потребителей;

- определение порядка допуска персонала энергосистемы в электроустановки потребителей для оперативных переключений и для контроля над режимом электропотребления;

- регламентация ответственности энергосистемы и потребителей за электроснабжение, качество электрической энергии и соблюдение правил пользования электроэнергией.

Технико-экономические вопросы взаимоотношений между энергосистемой и потребителем связаны с разработкой и выполнением:

- технических условий на присоединение электроустановок потребителей к энергосистеме;

- схем размещения приборов учета и контроля качества электроэнергии; нормативов по компенсации реактивной мощности и оптимальных режимов

работы компенсирующих устройств;

-правил и норма по надежной и экономичной эксплуатации электроустановок потребителей.

Оперативно-диспетчерские взаимоотношения определяют необходимостью обеспечения:

-электроснабжение потребителей в соответствии с выбранным уровнем надежности схемы внешнего электроснабжения;

-нормальных условий эксплуатации и ремонта электрооборудования, сетей, приборов энергосистемы и потребителей;

- установленных стандартом норм качества электроэнергии;

- разгрузки энергосистемы для сохранения устойчивости ее режима при возникновении временных аварийных дефицитов мощности.

Единство электрических сетей энергосистемы и потребителей обуславливает необходимость строгой регламентации взаимоотношений между оперативно-диспетчерским персоналом.

Координация взаимоотношений между энергосистемой и потребителем возложена на энергосбыт.

1.4. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМАМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Система электроснабжения завода состоит из питающих, распределительных, трансформаторных и преобразовательных подстанций и связывающих их кабельных и воздушных сетей и токопроводов высокого и низкого напряжения.

Система электроснабжения строится таким образом, чтобы она была надежна, удобна и безопасна в обслуживании и обеспечивала необходимое качество энергии и бесперебойность электроснабжения в нормальном и послеаварийном режимах. В то же время система электроснабжения должна быть экономичной по затратам, ежегодным расходам, потерям энергии и расходу дефицитных материалов и оборудования. Для этого применяются связи между электрическими сетями различных ведомств, а также объединяется питание промышленных, коммунальных и других потребителей вплоть до создания единых электрических сетей. Это создает возможность экономичных решений высокой надежности с минимальными затратами на резервирование. При проектировании для предприятий собственных электростанций, главных понизительных подстанций и других источников питания учитываются

близлежащие внезаводские потребители электроэнергии. Особенно это необходимо в районах, недостаточно охваченных энергосистемами.

Электрические сети и подстанции органически входят в общий комплекс предприятия, как и другие производственные сооружения и коммуникации. Поэтому они должны увязываться со строительной и технологической частями, очередностью строительства и общим генеральным планом предприятия.

Весьма серьезные требования предъявляются к надежности электроснабжения современных промышленных предприятий. Это объясняется:

- а) непрерывным ростом электронагрузок как за счет увеличения производственных мощностей предприятий так и за счет расширения области применения электроэнергии во всех отраслях (электротермия, электролиз, рост энерговооруженности);

- б) концентрацией больших мощностей на ограниченных площадях;

- в) имевшими место серьезными авариями, повлекшими полное «погашение» крупных предприятий и вызвавшими длительные (до нескольких суток) простои с большим ущербом для народного хозяйства;

- г) загрязнением окружающей среды на многих предприятиях производственными вредностями, которые разрушающе действуют на изоляцию и токоведущие части открытых электроустановок.

Для правильного решения вопросов надежности электроснабжения необходимо четко определить режимы, возникающие во время аварии и в периоды, непосредственно следующие после аварии. Необходимо четко различать режимы: аварийный и послеаварийный. Под аварийным режимом подразумевается кратковременный переходный режим, вызванный нарушением нормального режима работы системы электроснабжения или ее отдельных звеньев и продолжающийся до отключения поврежденного звена или элемента.

Продолжительность аварийного режима определяется в основном временем действия релейной защиты, автоматики и телеуправления. Под послеаварийным режимом следует понимать режим, возникающий после отключения упомянутых поврежденных элементов системы электроснабжения, т. е. после ликвидации аварийного режима. Он гораздо более длителен, чем аварийный режим, и продолжается впредь до восстановления нормальных условий работы, т.е. нормального режима. Систему электроснабжения в целом нужно строить таким образом, чтобы она при послеаварийном режиме обеспечивала функционирование основных производств предприятия после

необходимых переключений и пересоединений. При этом используются все дополнительные источники и возможности резервирования, в том числе и те, которые в нормальном режиме нерентабельны (различные перемычки, связи на вторичных напряжениях и др.).

При послеаварийном режиме допустимо частичное ограничение подаваемой мощности; возможны кратковременные перерывы питания электроприемников третьей и частично второй категории на время вышеупомянутых переключений и пересоединений; а также позволены отступления от нормальных уровней, отклонений и колебаний напряжения и частоты в пределах допусков, регламентированных ГОСТ на нормы качества электрической энергии. Если же невозможно полное сохранение в работе всех основных производств в течение послеаварийного периода, то нужно обеспечить, хотя бы сокращенную работу предприятия с ограничением мощности или, в крайнем случае, поддержание производства в состоянии горячего резерва с тем, чтобы после восстановления нормального электроснабжения предприятие могло быстро возобновить свою работу по заданной производственной программе. Поэтому в схеме электроснабжения выделяются ответственные нагрузки, питание которых должно быть обеспечено при проведении энергосистемой аварийных разгрузок, т. е. при уменьшении подаваемой мощности.

В период послеаварийного режима элементы сети могут быть перегружены в пределах, допускаемых Правилами устройства. Так, например, допускается перегрузка кабелей напряжением до 10 кВ с бумажной изоляцией на 30% на время максимумов суммарной суточной продолжительностью до 6 ч в течение не более 5 суток, если до этого максимальная нагрузка кабеля при нормальном длительном режиме работы не превышала 80% длительно допускаемого тока по нагреву. Правила устройства электроустановок допускают перегрузку масляных трансформаторов на 40% при послеаварийном режиме, но также только в периоды максимума нагрузки, причем суммарное время максимумов в течение суток не должно превышать шести часов. При этом коэффициент заполнения суточного графика нагрузки трансформатора, а не должен превышать 0,75, т. е. должны быть соблюдено следующее условие:

$$\alpha = \frac{I_{CP}}{I_M} = \frac{I_{CP}}{1,4 \cdot I_{H,T}} = \frac{S_{CP}}{1,4 \cdot S_H} \leq 0,75$$

где—соответственно среднесуточный, максимальный и поминальный токи; S_{cp} , S_H — соответственно среднесуточная нагрузка и номинальная мощность трансформатора, откуда

$$S_{cp} \leq 0,75 \cdot 1,4 \cdot S_H \leq 1,05 \cdot S_H$$

Отсюда вытекает, что среднесуточная нагрузка трансформатора S_{cp} при послеаварийном режиме может превысить его поминальную мощность S_H не более чем на 5%. Следует иметь в виду, что общее время режима работы трансформатора с указанной перегрузкой не должно превышать пяти суток.

Предполагается, что за это время удастся послеаварийный режим перевести в нормальный и трансформатор не будет больше подвергаться перегрузке. Перегрузка сухих трансформаторов Правилами не регламентируется. Московский электрозавод допускает их перегрузку на 30% (вместо 40%, допускаемых ми масляных трансформаторов) при соблюдении упомянутых выше условий. При этом среднесуточная нагрузка сухих трансформаторов должна быть близкой к номинальной.

Надежность электроснабжения предприятий, как правило, следует повышать при приближении к источникам питания (ТЭЦ, ГПП и т. д.) и по мере увеличения мощности соответствующих звеньев системы, так как аварии в мощных звеньях приводят к более тяжелым последствиям, чем в мелких, и охватывают большую зону предприятия. Требования, предъявляемые к электроснабжению предприятий, зависят также от их величины и потребляемой ими мощности.

С этой точки зрения предприятия можно условно подразделить на крупные, средние и небольшие. К крупным относятся предприятия с установленной мощностью электроприемников порядка 75—100 МВт и более. К числу таких предприятий можно, например, отнести заводы черной и цветной металлургии, химии, искусственного волокна, тяжелого машиностроения и т. п. К средним предприятиям можно причислить большинство машиностроительных заводов, деревообделочных комбинатов, текстильных фабрик, где установленная мощность электроприемников не превышает 75—100 МВт, а нижний предел составляет около 5—7,5 МВт.

К небольшим предприятиям относится большинство предприятий легкой и пищевой промышленности и другие мелкие предприятия, на которых установленная мощность электроприемников находится в пределах 2—5 МВт. Мощность, потребляемая предприятиями от энергетической системы,

колеблется в более широких пределах, так как зависит от коэффициента спроса, который значительно изменяется в зависимости от характера производства.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. Что называется электроснабжением?
2. Что понимается под системой электроснабжения?
3. Перечислите положительные стороны энергосистемы
4. Назовите известные Вам энергосистемы.
5. Нарисуйте часть энергосистемы
6. Что такое электроприёмник, потребитель электроэнергии?
7. Что такое подстанция, ТП, КТП, РУ, РП, ЦРП, ГРУ, ОРУ, ЗРУ, КРУ, ЩСУ, ШР, ГПП, ПГВ?

ТЕМА 2 : КЛАССИФИКАЦИЯ ПРИЕМНИКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

2.1. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРИЕМНИКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Электроприемники промышленных предприятий можно классифицировать по *технологическому назначению, режиму работы, по роду тока, установленной (номинальной) мощности и номинальному напряжению.*

По технологическому назначению электроприемники классифицируют в зависимости от вида энергии, в который данный приемник преобразует электрическую энергию:

1. электродвигатели приводов машин и механизмов;
2. электротермические установки;
3. электрохимические установки;
4. установки электроосвещения;
5. установки электростатического и электромагнитного поля;
6. установки искровой обработки, устройства контроля и испытания изделий.

По режиму работы приемники электрической энергии промышленных предприятий можно разделить на три группы:

1. приемники, работающие в продолжительном режиме с неизменной или мало изменяющейся нагрузкой;
2. приемники, работающие в режиме кратковременной нагрузки;
3. приемники, работающие в режиме повторно-кратковременной нагрузки.

По роду тока электроприемники группируют на электроприемники, работающие от сети:

1. переменного тока промышленной частоты 50Гц;
2. переменного тока с частотой отличной от промышленной частоты;
3. постоянного тока.

Приемники переменного тока делят на *однофазные и трехфазные.*

В настоящее время электроснабжение предприятий ведется на переменном трехфазном токе частотой 50Гц. Для питания электроприемников постоянного тока и переменного тока повышенной или

пониженной частоты на промышленных предприятиях сооружают преобразовательные установки. Преобразовательные установки питаются от сети трехфазного тока и поэтому являются трехфазными электроприемниками.

Однофазные электроприемники включают на фазные и линейные напряжения. Нагрузку электроприемников распределяют по возможности равномерно по фазам.

Установленная мощность электроприемников, используемых на предприятиях, варьируется от сотен ватт до сотни мегаватт в единице. Ряды номинальных напряжений и мощностей регламентируются государственными стандартами.

2.2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ПОКАЗАНИЯ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ

Электрической нагрузкой называют мощность, потребляемую электроустановкой в установленный момент времени. В случае переменного тока можно говорить о полной, активной и реактивной нагрузках.

Электрические нагрузки в системах электроснабжения могут быть во времени *неизменными и переменными*. Для большого числа электроприемников проявляется периодичность изменения нагрузки во времени, совпадающая с периодом производственного процесса. Изменения нагрузки во время такого периода изображаются при помощи графиков нагрузки, которые могут составляться на технологический цикл, на смену, на сутки, на год или на другие промежутки времени.

Пропускную способность элементов электроснабжения и номинальную мощность источников электроэнергии выбирают по максимальному или некоторому среднему за определенный промежуток времени значению нагрузки, которое называют расчетной нагрузкой. Расчетная величина P_p определяет технические решения, диктуя затраты на изготовление электротехнических изделий, на создание и развитие энергосистем.

Для расчета электрических нагрузок необходимо знать **номинальные параметры питаемых установок**. Рассмотрим основные из них:

1. По **роду тока** различают электроприемники переменного, постоянного и импульсного тока (к установкам импульсного тока относятся, например, сварочные трансформаторы).

2. **Число фаз** электроприемников переменного тока составляет чаще всего 3 или 1 (трех- и однофазные электроприемники).

3. По **частоте переменного тока** различают электроприемники промышленной, повышенной и пониженной частоты.

4. Одним из наиболее важных показателей электроприемника является **установленная мощность**, обозначенная на заводской табличке или в его паспортных данных. Установленная мощность группы электроприемников определяется как сумма номинальных мощностей однородных электроприемников. Для двигателей дается $P_{ном}$, кВт - мощность на валу электродвигателя: $P_{потр} = P_{ном} / КПД$. Если электропривод или двигатель работает в повторно-кратковременном режиме, учитывают показатель периодичности включения ПВ, %: $P_{потр} = P_{ном} \sqrt{1/PВ}$. Для сварочных трансформаторов и электропечей дается мощность, потребляемая из сети S , кВА. Для крановых установок под номинальной мощностью одного крана подразумевается сумма номинальных мощностей двух наиболее мощных электродвигателей.

5. По **номинальному напряжению** электроприемников выбирают напряжение питающей сети. Для трехфазных электроприемников обычно имеют ввиду линейное напряжение.

6. **Потребление реактивной мощности** электроприемниками характеризуется коэффициентом мощности

$$\cos\varphi = P/S$$

где P - активная мощность;

S - полная мощность.

Или отношением реактивной мощности к активной

$$\operatorname{tg} \varphi = Q/S$$

где Q - реактивная мощность.

7. Пусковые токи электроприемников и длительность этих токов необходимо знать для правильного выбора пропускной способности элементов системы электроснабжения и для расчета колебаний напряжения в сети при пуске электроприемников.

8. Режим работы электроприемников может быть длительным, кратковременным, повторно-кратковременным или более сложным.

9. По подвижности различают стационарные и нестационарные (подвижные, переносные и т.п.) электроприемники.

10. По надежности электроприемники разделяют на I, II и III категорию.

2.3. ВЫБОР ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ

Электроприемники промышленных предприятий условно можно объединить в группы *общепромышленных и специализированных технологических установок*.

Отличительной особенностью электроприемников *общепромышленных установок* является то, что мы можем заменить каждый электроприемник из этой группы на электроприемник другого типа или мощности без потери выполняемых технологических функций.

Специализированные технологические установки выпускаются промышленностью в единичных экземплярах по индивидуальному заказу.

К общепромышленным установкам можно отнести: электродвигатели, которые предназначены для привода агрегатов и механизмов промышленных предприятий; осветительные установки, а так же некоторые установки других технологических групп электроприемников.

Выбор электроустановок того или иного типа может в значительной степени улучшить технико-экономические показатели электропотребления промышленного предприятия.

В настоящее время отечественной и зарубежной промышленностью для

привода агрегатов и механизмов выпускаются различные виды электродвигателей, различного номинального напряжения, различной установленной мощности. Выбор того или иного электродвигателя может оказать существенное влияние на режимы электропотребления промышленного предприятия, на выбор схемы и элементов системы электроснабжения. Поэтому выбор электродвигателей общепромышленных установок должен быть технически обоснован, при необходимости подтвержден технико-экономическими расчетами сравнения различных вариантов выбора.

В качестве осветительных установок можно использовать светильники с лампами накаливания различных типов, с люминесцентными лампами, с ртутными лампами высокого давления. Такое многообразие светильников позволяет разрабатывать различные варианты освещения производственных помещений и из этих вариантов выбрать наиболее подходящий, создающий наиболее комфортные условия работы при минимальных затратах.

Для правильного и обоснованного выбора типа электроприемников и способов канализации электрической энергии необходимо проанализировать условия эксплуатации: климат, категория размещения, взрывопожароопасность, пожароопасность и опасность поражения электрическим током в зоне размещения.

Анализируя условия эксплуатации, определяют необходимую степень защиты, уровень и вид взрывозащиты электрооборудования.

Степень защиты обозначается буквами IP и двумя цифрами. Первая цифра характеризует степень защиты, обеспечиваемая оболочками, от проникновения твердых предметов (включая защиту людей от доступа к опасным частям изделий и защиту электрооборудования внутри оболочки от попадания посторонних твердых предметов), а вторая от проникновения воды (защиту электрооборудования внутри оболочки от вредных воздействий в результате проникновения воды).

Установлены три уровня взрывозащиты электрооборудования.

Уровень электрооборудование повышенной надежности против взрыва — взрывозащищенное электрооборудование, в котором взрывозащита обеспечивается только в нормальном режиме работы. Знак уровня - 2.

Уровень взрывобезопасное оборудование - взрывозащищенное электрооборудование, в котором взрывозащита обеспечивается как при нормальном режиме работы, так и при вероятных повреждениях, определяемых условиями эксплуатации. Знак уровня - 1.

Уровень особовзрывобезопасное оборудование — взрывозащищенное электрооборудование, в котором по отношению к взрывобезопасному оборудованию приняты особые дополнительные средства взрывозащиты. Знак уровня - 0.

2.4. КАТЕГОРИИ НАДЕЖНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯ К ИСТОЧНИКАМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Промышленные предприятия, как правило, состоят из нескольких производств. При проектировании системы электроснабжения предприятия необходимо учитывать требования технологических процессов производств. Анализируя режимы работы наиболее ответственных аппаратов, агрегатов, механизмов, обеспечивающих протекание технологических процессов, определяют категорию надежности электроснабжения электроприемников.

В отношении обеспечения надежности электроснабжения электроприемники разделяют на следующие три категории:

Электроприемники I категории - электроприемники, перерыв в электроснабжении которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов народного хозяйства. Из состава электроприёмников первой категории выделяется особая группа электроприёмников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования. Примерами таких электроприемников являются электродвигатели задвижек и запорной арматуры, приводы вентиляторов компрессоров центробежных насосов, а также аварийное освещение в некоторых видах химического производства. В некоторых производствах прекращение вентиляции может вызвать опасную концентрацию горючих или токсических газов, а остановка насосов — пожар или взрыв. К «особой» группе относятся также некоторые механизмы доменной печи, некоторые электроприемники производства искусственного волокна, химии и др. Число электроприемников «особой» группы в общем невелико.

Электроприемники II категории - электроприемники, перерыв в электроснабжении которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям оборудования, рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей. Вторая категория самая распространенная. К ней относятся электрооборудование основных производств текстильных фабрик, прокатных цехов, горных разработок (кроме водоотлива и подъема), почти все механизмы целлюлозно-бумажной промышленности, компрессорные, ряд электроустановок цветной металлургии и др.

Электроприемники III категории — все остальные электроприемники не входящие в I и II группу. Например электроприемники, вспомогательных цехов, цехов несерийного производства, неответственных складов и т. п., отнесены к третьей категории и допускают перерыв питания на время ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения продолжительностью до одних суток. На этих и других предприятиях следует применять такие способы прокладки проводов и кабелей и такое размещение трансформаторов, которые обеспечивают быстрый их ремонт или замену. Весьма важно для этого иметь на складе находящиеся в исправности резервные трансформаторы.

Для правильного решения вопросов надежности электроснабжения необходимо четко определить режимы, возникающие во время аварии и в периоды, непосредственно следующие после аварии.

Электроснабжение электроприемников I категории должно обеспечиваться от двух независимых источников электроснабжения.

Источник питания считается независимым, если в после аварийном режиме на нем сохраняется напряжение в регламентированных пределах при исчезновении его на других источниках питания.

К числу независимых источников питания относятся две секции или системы шин одной или двух электростанции и подстанции при одновременном соблюдении следующих условий:

- 1. каждая секция шин 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 (систем).*

При нарушении питания приемников I категории от одного источника питания перерыв в электроснабжении допускается на время автоматического подключения к другому независимому источнику питания.

Для электроснабжения электроприемников особой группы должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого, взаимно резервирующего источника. Приемники особой категории подключают к секции шин третьего независимого источника. Одними из требуемых источников питания могут быть местные электростанции (ТЭС и ТЭЦ предприятия), шины генераторного напряжения энергосистем, аккумуляторные батареи, специальные агрегаты бесперебойного питания и другие источники.

В случаях, когда нельзя обеспечить необходимой непрерывности технологического процесса осуществляют технологическое резервирование. Для безаварийной остановки технологического процесса устанавливают взаимно резервирующие технологические агрегаты, специальные устройства останова.

Питание электроприемников II категории рекомендуется обеспечивать от двух независимых источников электроснабжения. Допускается питание от одного источника. Как правило, для промышленных предприятий II категории надежности электроснабжения электроприемников при трех сменной работе от питания обеспечивается от двух независимых источников, а при двух сменной работе питание обеспечивается от одного источника. Считается, что массовый недовыпуск продукции из-за нарушения электроснабжения при двухсменной работе может быть компенсирован работой в третью смену.

При питании электроприемников от различных систем шин электростанции или подстанции рационально использовать одну двух цепную воздушную линию электропередачи, что не противоречит ПУЭ.

Электроснабжение электроприемники III категории может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы в электроснабжении, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают одних суток.

Категорийность электроприёмников по надёжности электроснабжения определяет проектная организация.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. Классификация электроприёмников по режиму работы.
2. Какие потребители относятся к первой категории по надежности электроснабжения? Приведите примеры.
3. Какие потребители относятся ко второй категории по надежности электроснабжения? Приведите примеры.
4. Кто определяет категорийность электроприёмников ?

ТЕМА 3: СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

3.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О СХЕМАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ

Система электроснабжения промышленного предприятия состоит из *источников питания и линий электропередачи*, осуществляющих подачу и электроэнергии к предприятию, понизительных, распределительных и преобразовательных подстанций и связывающих их воздушных, кабельных линий и токопроводов, обеспечивающих на требуемом напряжении подвод электроэнергии к ее потребителям.

Различают схемы *первичных и вторичных электрических соединений электроустановок*.

К первичным цепям относят главные цепи электроустановок, по которым электрическая энергия передается потребителям.

К вторичным цепям относят цепи, служащие для соединения вторичного электрооборудования - измерительных приборов, приборов и аппаратов управления и сигнализации, устройств релейной защиты и автоматики.

Рассмотрим схемы электрических соединений первичных цепей.

3.2. СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИЙ

Для промышленных предприятий наиболее экономичной и надежной является централизованная система электроснабжения с применением глубоких вводов.

Электроснабжение промышленного предприятия от энергосистемы осуществляется воздушными линиями (35—220кВ) или кабельными линиями (35-110кВ). Прием электроэнергии производится на главных понизительных подстанциях (ГПП) или на узловых распределительных подстанциях (УРП)

Главной понизительной подстанцией называется подстанция, получающая питание от энергосистемы, преобразующая и распределяющая электроэнергию на низком напряжении (6-10кВ) по предприятию или его отдельным районам.

Узловой распределительной подстанцией (УРП) называется центральная

подстанция предприятия получающая электроэнергию от энергосистемы и распределяющая ее на том же напряжении по подстанциям глубоких вводов (ПГВ) на территории предприятия.

Подстанцией глубоких вводов называется подстанция, выполненная по упрощенным схемам коммутации на первичном напряжении, получающая электроэнергию от УРП или непосредственно от энергосистемы, преобразующая и распределяющая электроэнергию на низком напряжении (6-10кВ) по отдельным районам предприятия.

При построении схемы электроснабжения следует, как правило, исходить из раздельной работы линий и трансформаторов, при этом снижаются уровни токов короткого замыкания, упрощаются схемы коммутации и релейной защиты. Для восстановления питания потребителей применяются простейшие схемы автоматики АВР и АПВ. *Схемы с параллельной работой* применяются в следующих случаях:

1. если при раздельной работе не удастся добиться необходимого быстродействия восстановления питания, например при недопустимой затяжки действия АВР на подстанциях с мощными синхронными двигателями (5000кВт и выше);

2. если при питании секций подстанций от разных источников, возможно, их несинхронное включение при действии АВР (при наличии собственных ТЭЦ или ТЭС);

3. при питании мощных потребителей с резкопеременными ударными нагрузками для обеспечения нормируемых параметров качества электроэнергии.

Питание потребителей с нелинейной резкопеременной нагрузкой следует производить раздельно с так называемой "спокойной" нагрузкой, с выделением на отдельные линии или трансформаторы. При применении на подстанциях трансформаторов с расщепленными обмотками вторичного напряжения на одну обмотку подключают резкопеременную нагрузку, а на другую спокойную, включая освещение. При использовании для ограничения токов короткого замыкания сдвоенных реакторов присоединение спокойных и ударных нагрузок должно производиться в разные плечи реакторов.

Применяют радиальные и магистральные схемы глубоких вводов.

Схемы без сборных шин на первичном напряжении применяют при питании от энергосистемы и от УРП промышленных предприятий. Схемы предназначены для радиального и магистрального питания трансформаторов

ПГВ .Схемы применяют для районов с загрязненной средой.

Схемы без сборных шин с перемычками между питающими линиями применяют в схемах ПГВ и ГГШ.

Схема позволяет сохранить в работе трансформатор при устойчивом повреждении его линии, совпавшим с ревизией второго трансформатора, питающегося по другой линии. В этой схеме передача сигнала на отключение может быть применена от защит трансформатора на питающую подстанцию.

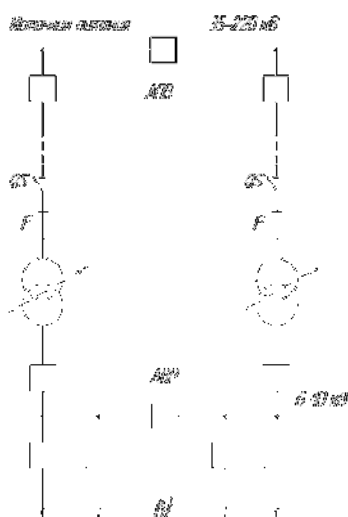
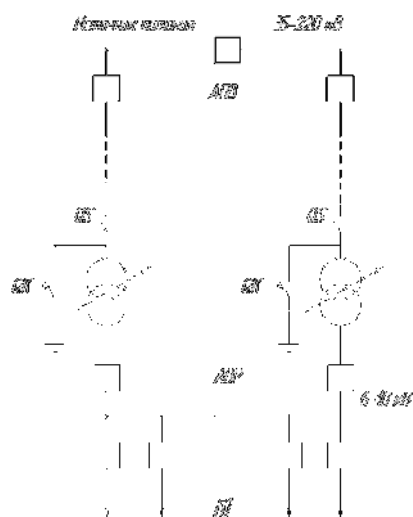
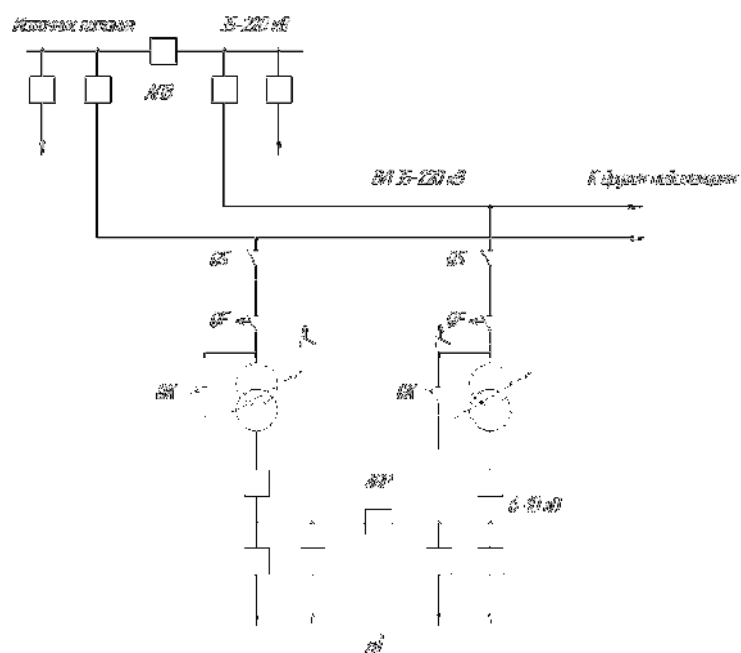
Схема применяется при питании по транзитным линиям или по линиям с двухсторонним питанием. Вариант схемы со второй перемычкой со стороны линии, выполненная разъединителями, допускает не прерывать транзита электроэнергии в периоды ремонта одного из выключателей. В схеме возможна установка отделителей в цепях трансформаторов, что позволяет при повреждении трансформатора его отключать в бестоковую паузу, автоматически восстанавливая транзит мощности.

Схема применяется для тупиковых подстанций, при питании по транзитным линиям или линиям с двухсторонним питанием при сравнительно малой протяженности линий. При повреждении трансформатора не нарушается питание других подстанций, связанных с этими линиями.

Схемы с обходной системой шин на подстанциях промышленных предприятий применяются, когда необходима маневренность и гибкость оперативных переключений, или требуется частая ревизия выключателей по характеру их работы. Обходная система шин дает возможность вывести в ревизию или в ремонт любую рабочую систему шин и любой выключатель без перерыва электроснабжения. Обходную систему шин можно присоединить к любой основной системе шин через обходной выключатель. Схема применяется на УРП.

Схемы с одной и с двумя секционированными системами сборных шин применяются в распределительных устройствах вторичного напряжения ГПП и ПГВ. Секционирование производится разъединителями или выключателями. Разъединители применяются в тех случаях, когда не требуется автоматического резервирования питающих линий и трансформаторов. В большинстве случаев достаточно двух секций. Каждая секция, как правило, работает отдельно и секционный аппарат нормально выключен. Схемы позволяют поочередно отключать секции шин для ревизии или ремонта. При этом электроснабжения ответственных потребителей не нарушается, так как их питание осуществляется по двум линиям, которые присоединяются к разным секциям (к разным

трансформаторам). Питание восстанавливается путем включения секционного аппарата.



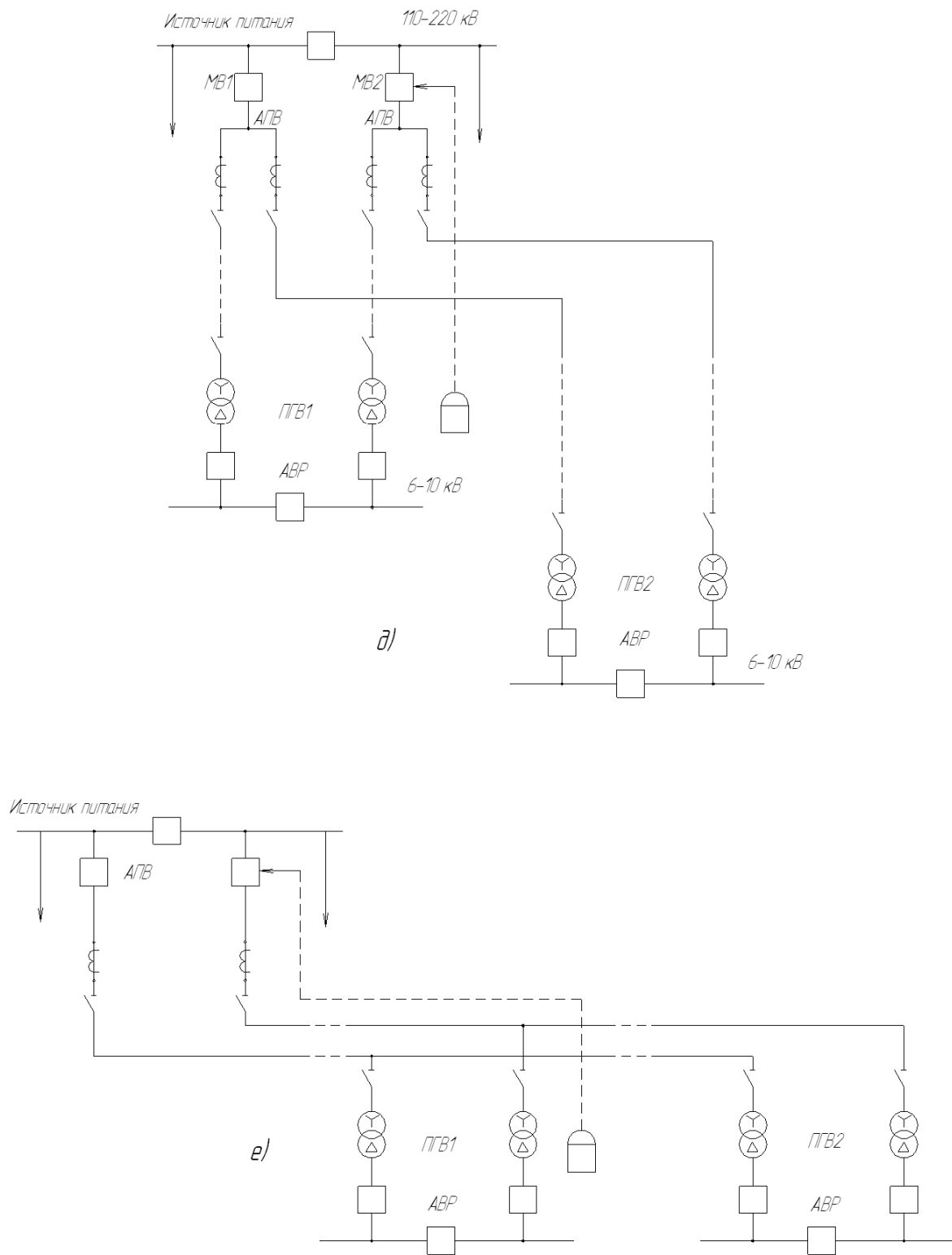


Рис 3.2.1. Подстанции глубоких вводов 110—220 кВ без выключателей и без сборных шин на первичном напряжении.

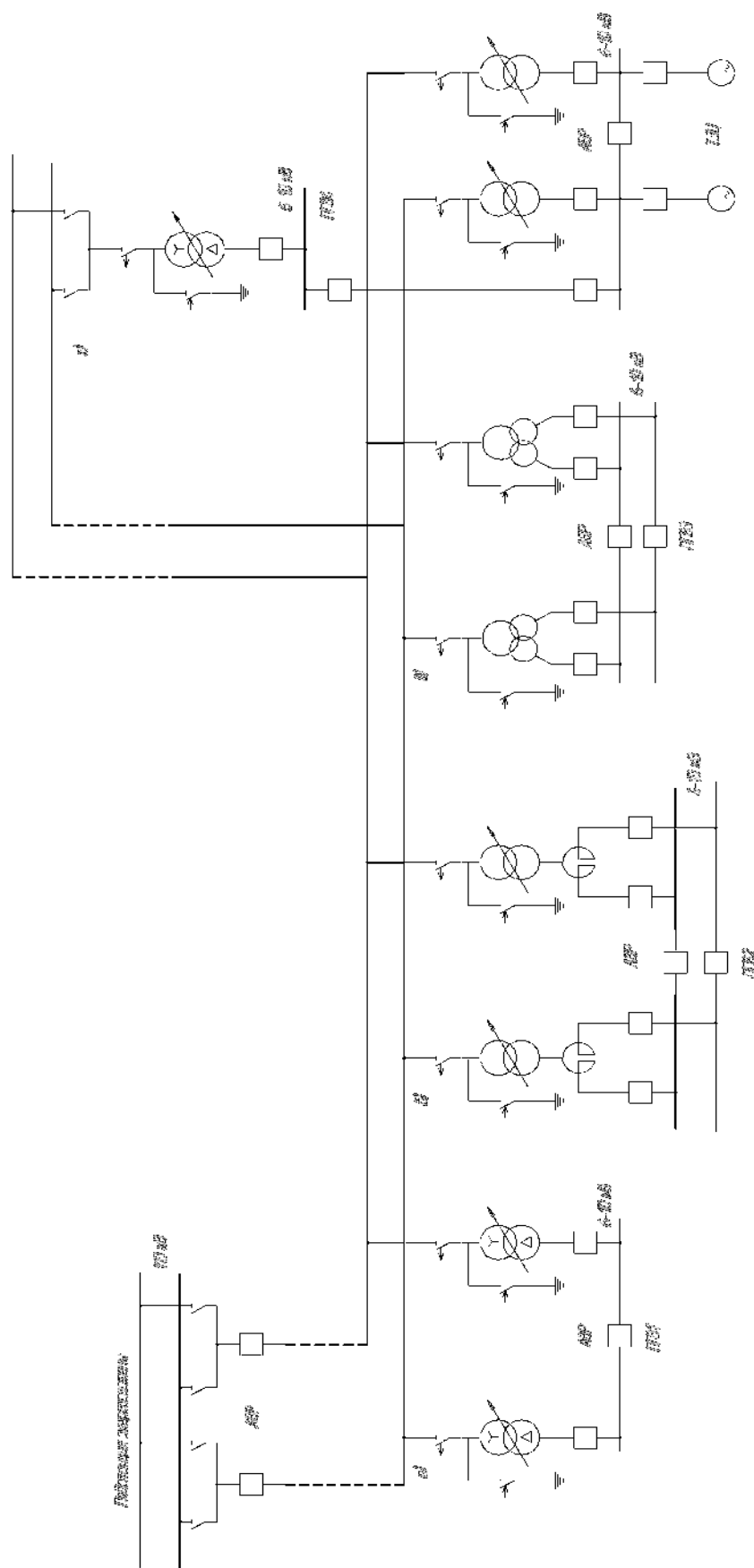


Рис. 3.2.2. Схема электроснабжения с применением глубоких вводов 110-220 кВ и дробления подстанций 110-220 кВ.

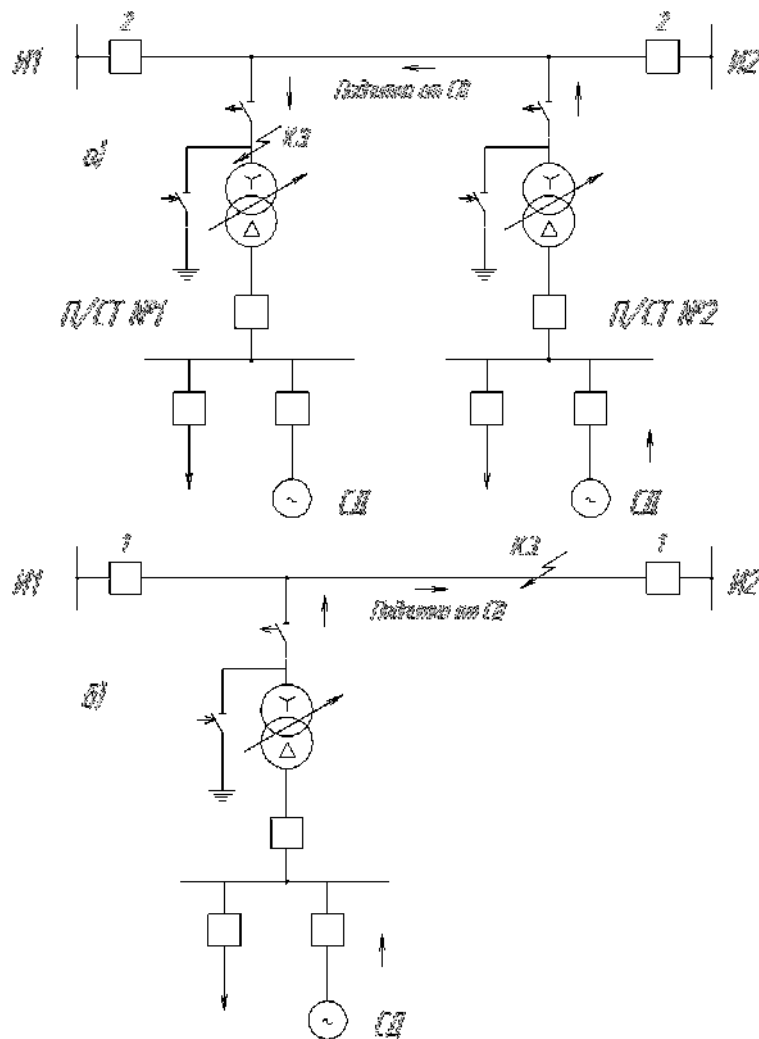


Рис. 3.2.3. Схема с подпиткой от асинхронных электродвигателей

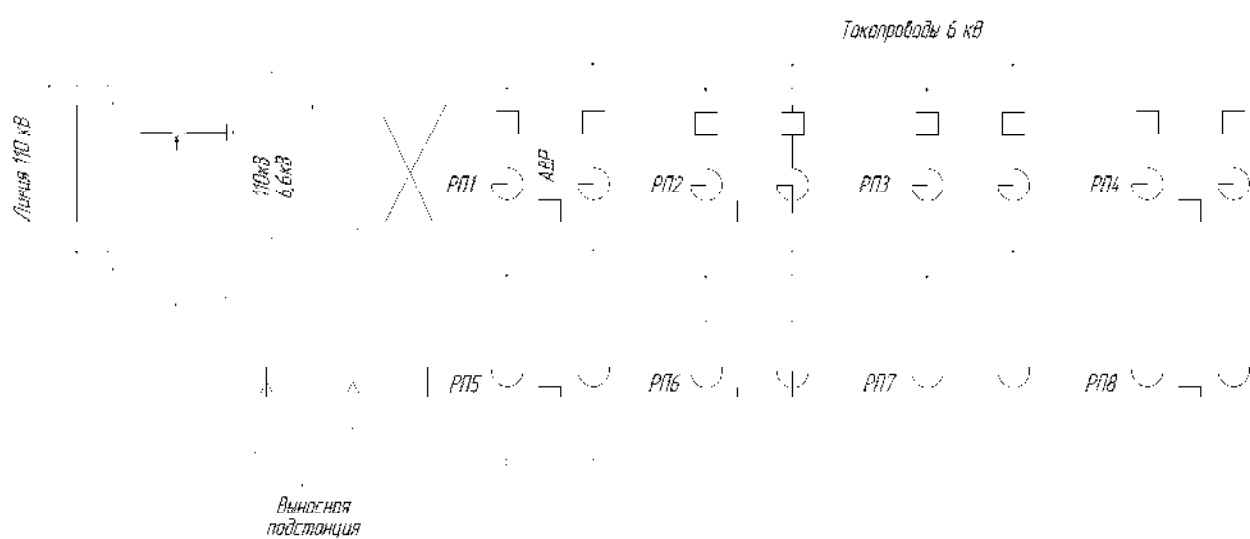


Рис. 3.2.4. Магистральная схема распределения энергии с применением мощных токопроводов.

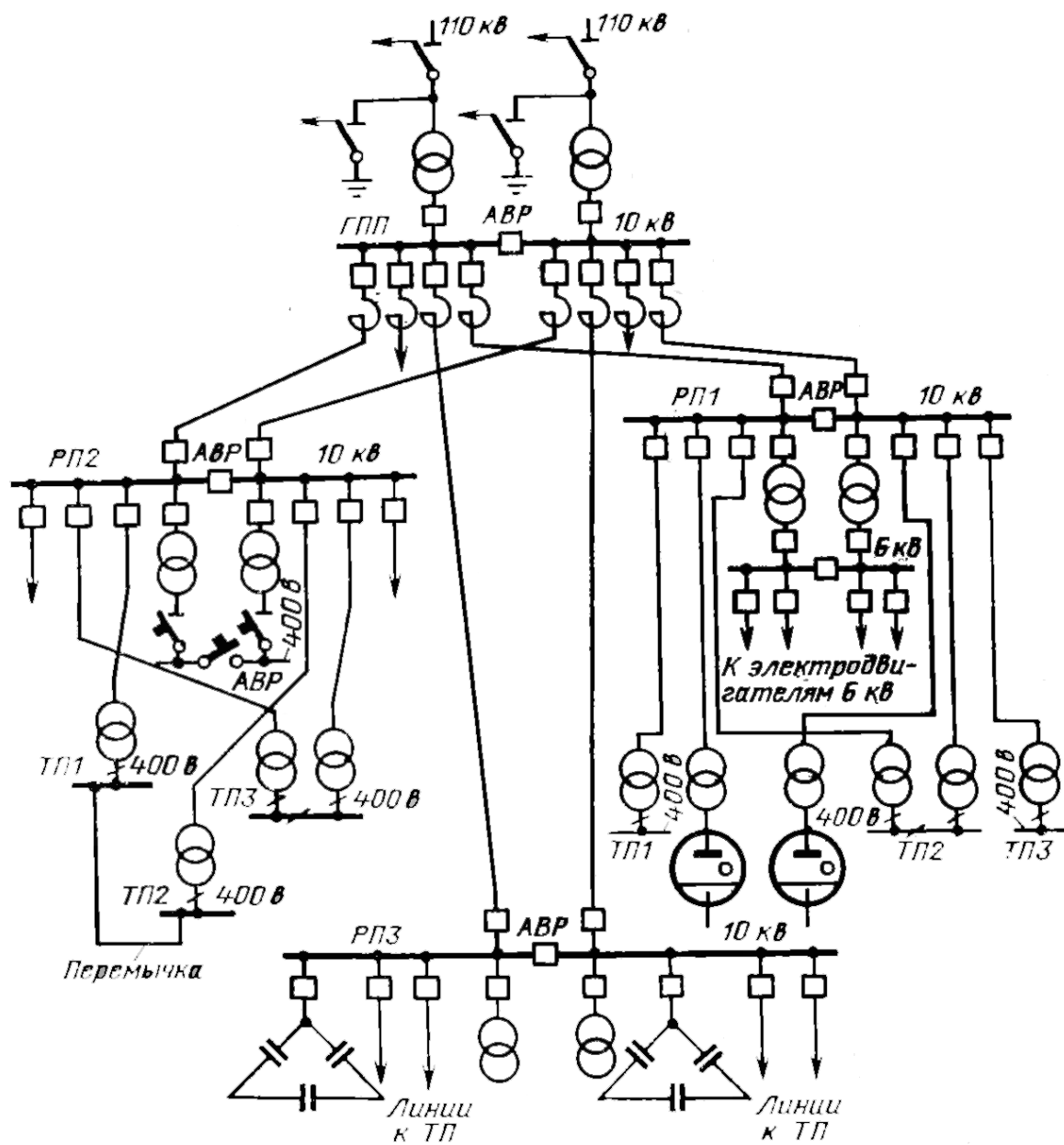


Рис. 3.2.5. Пример выполнения двухступенчатой радиальной схемы.

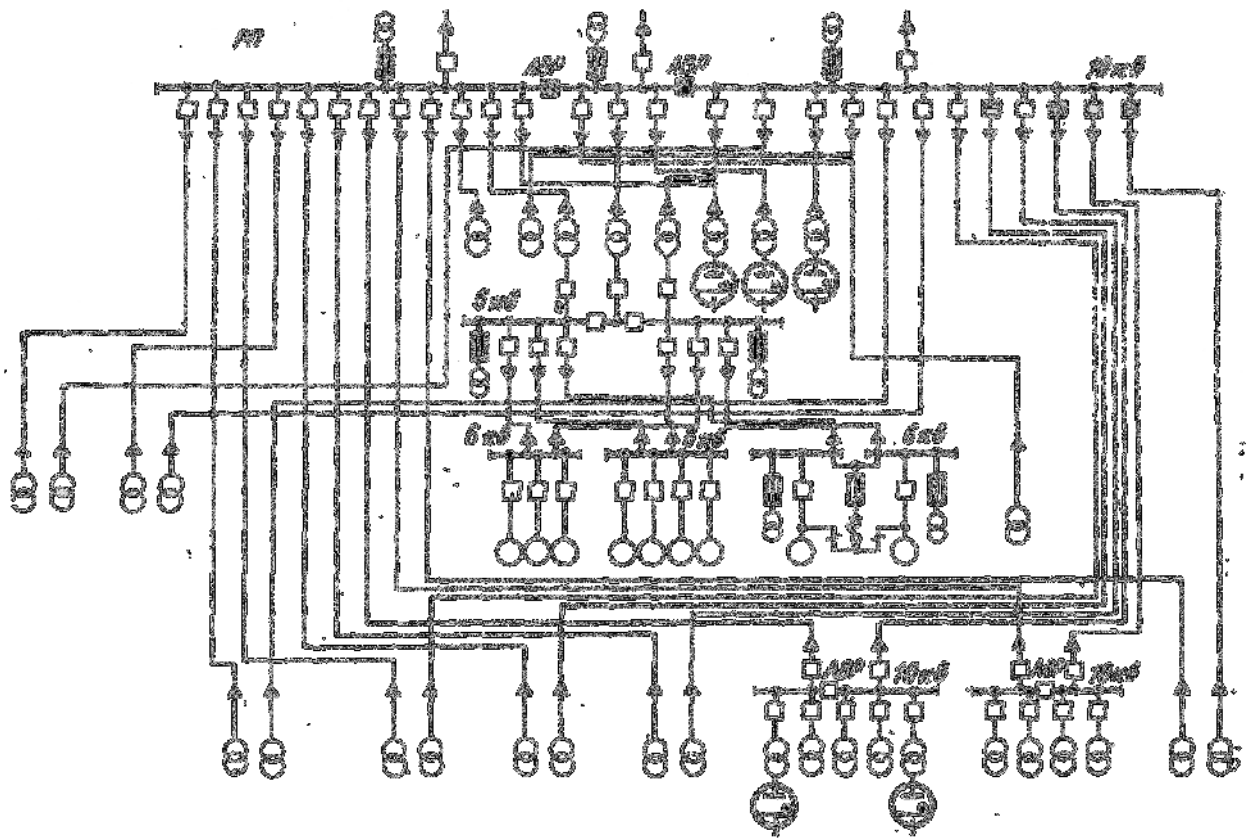


Рис. 3.2.6. Схема радиального питания цеховых подстанций от крупного РП с тремя секциями шин.

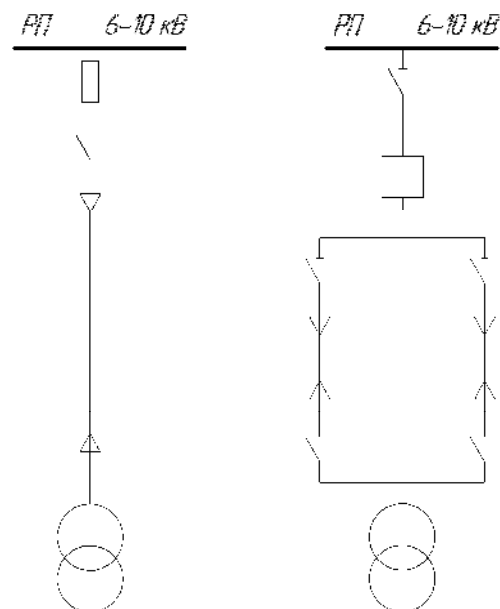


Рис. 3.2.7. Радиальное питание обособленных однитрансформаторных подстанций.

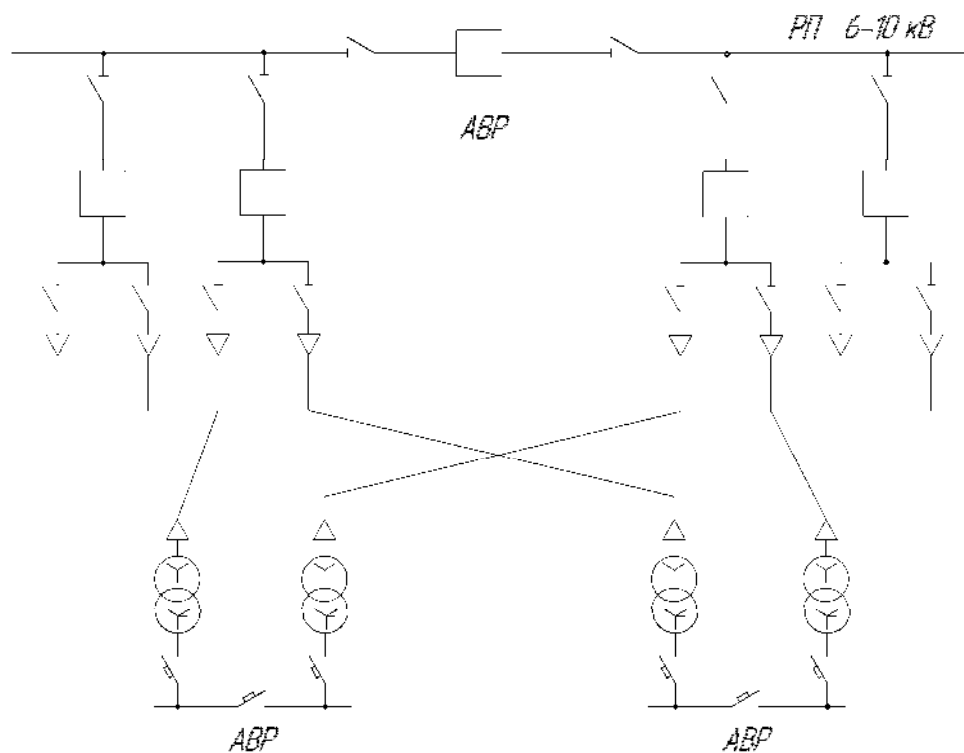


Рис.3.2.8. Схема распределения энергии с подключением двух радиальных линий под общий выключатель.

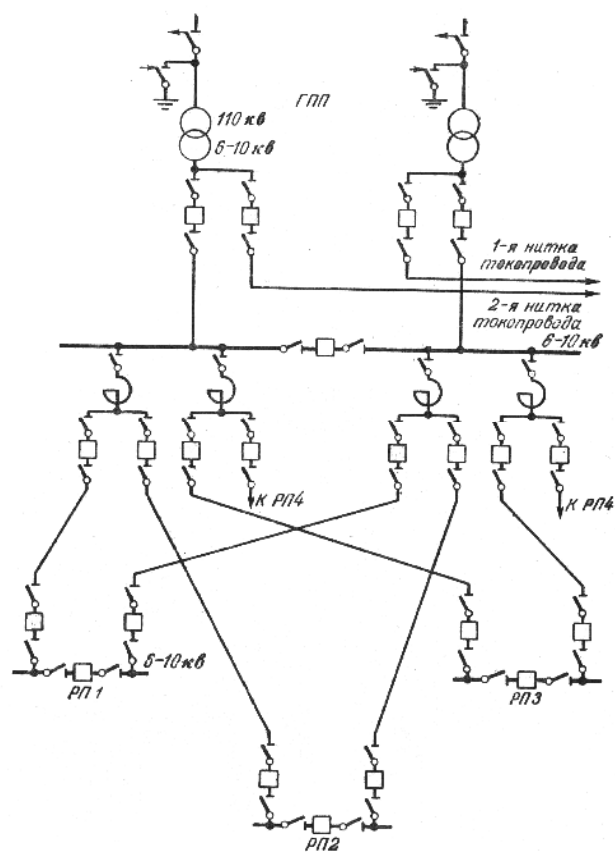


Рис. 3.2.9. Радиальная схема с групповыми реакторами.

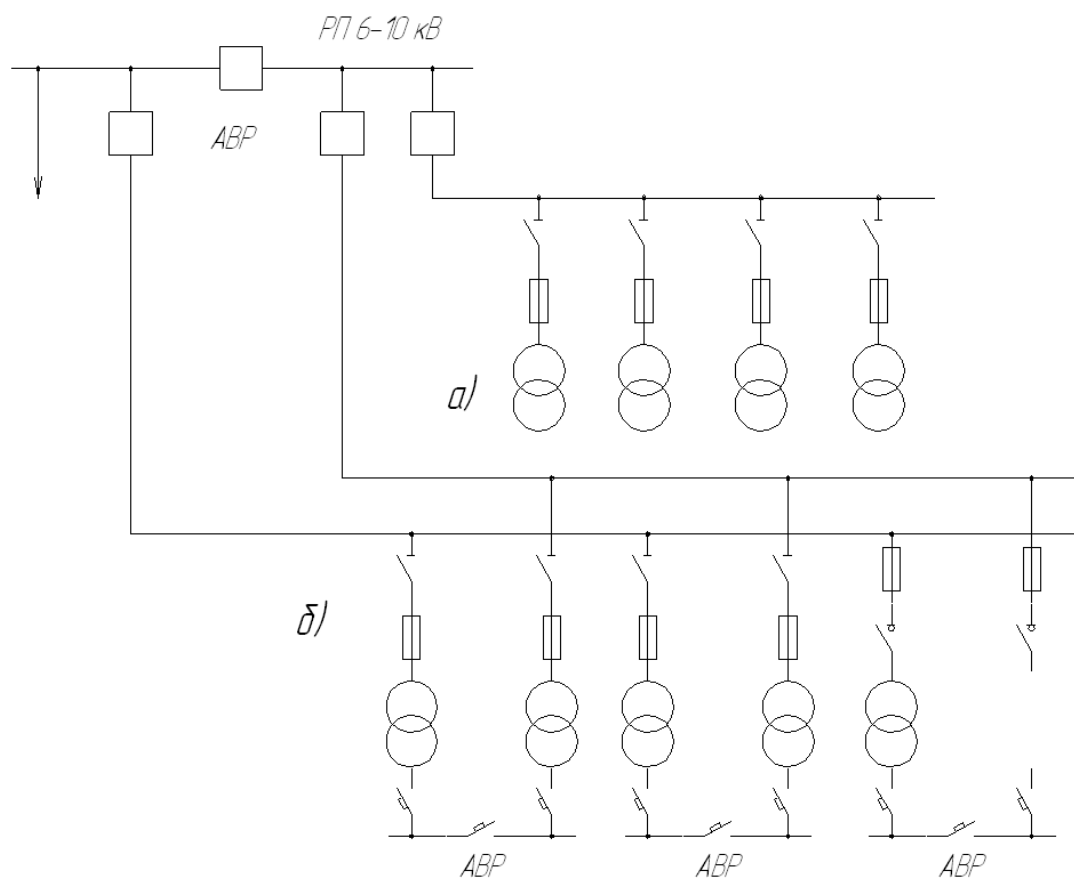


Рис. 3.2.10. Магистральные схемы с односторонним питанием.
а — одиночные; *б* — двойные.

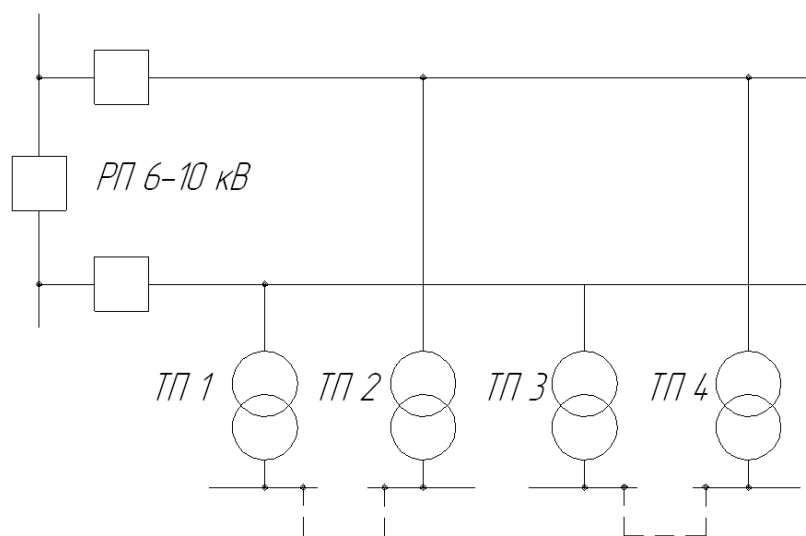


Рис. 3.2.11. Одиночные магистрали с частичным резервированием питания по связям вторичного напряжения.

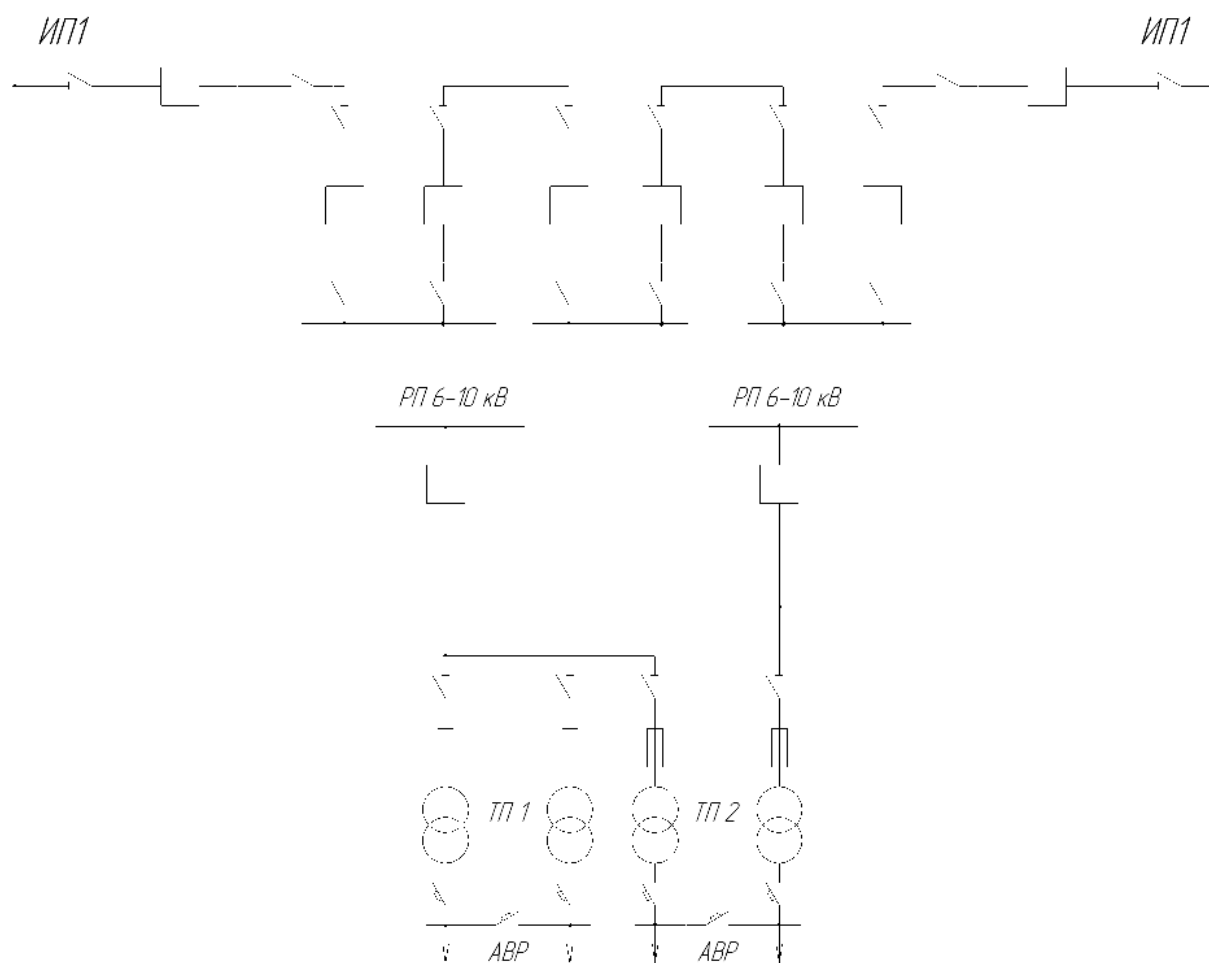


Рис. 3.2.12. Магистральные схемы с двусторонним питанием.

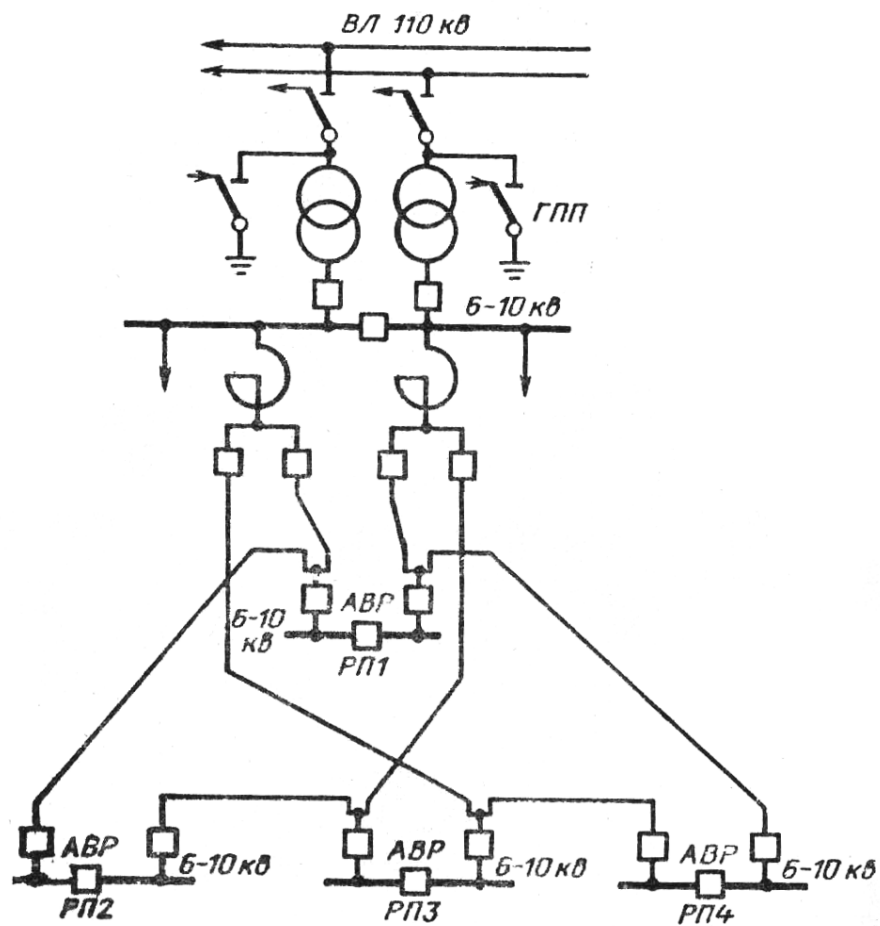


Рис. 3.2.13. Магистральная схема питания РП с одним реактором на две магистрали.

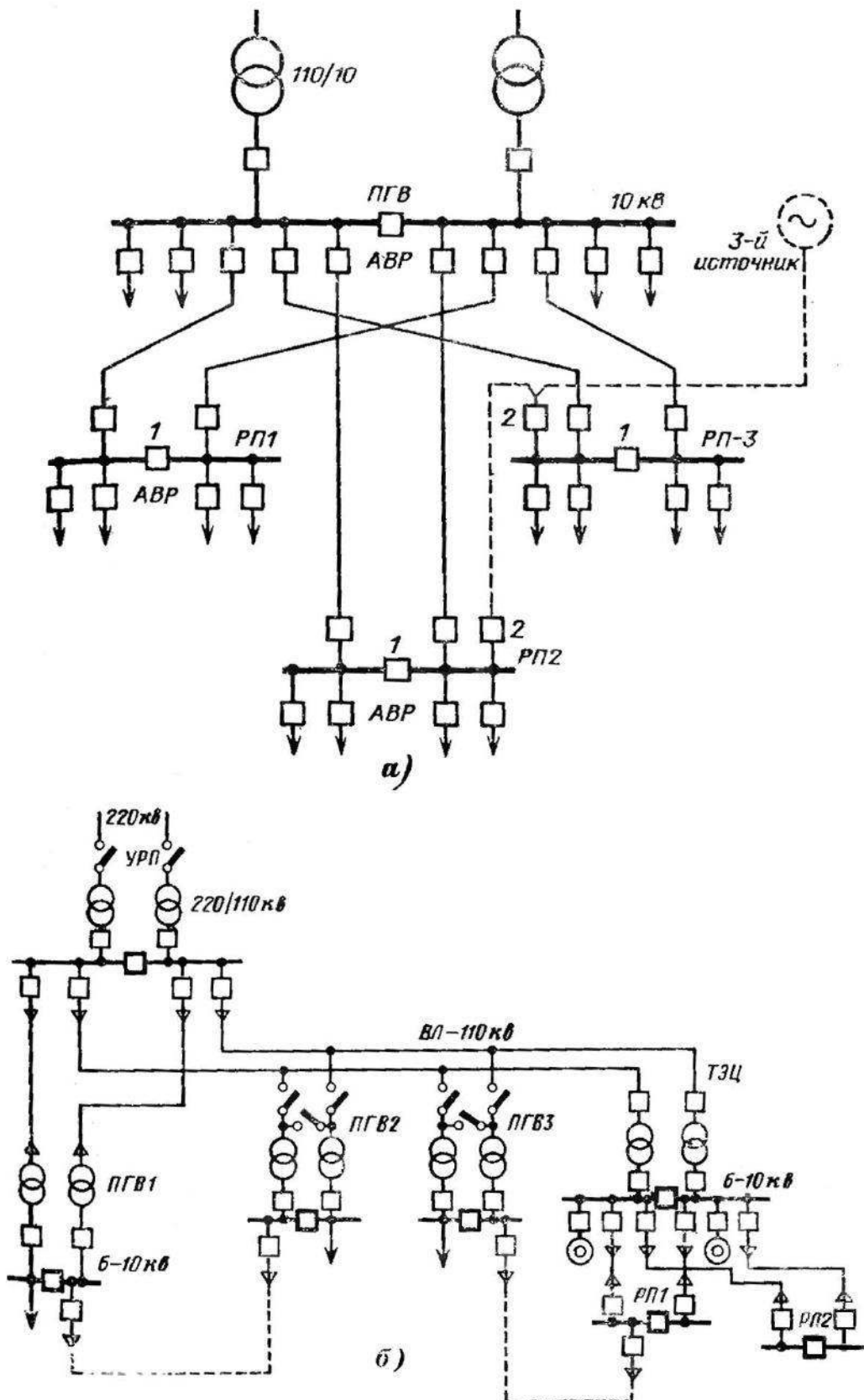
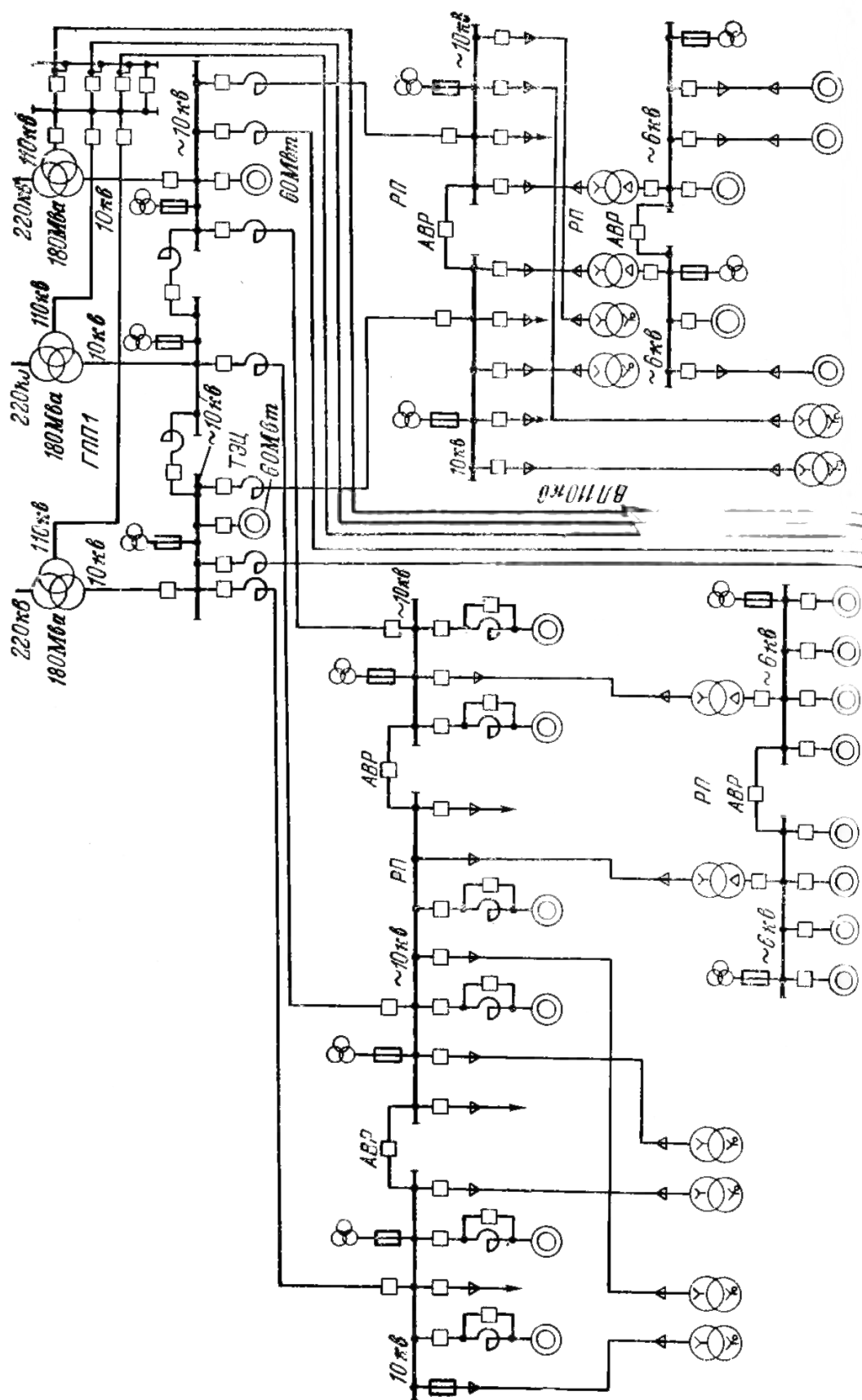


Рис. 3.2.14. Схемы электроснабжения при наличии «особых» групп электроприемников.



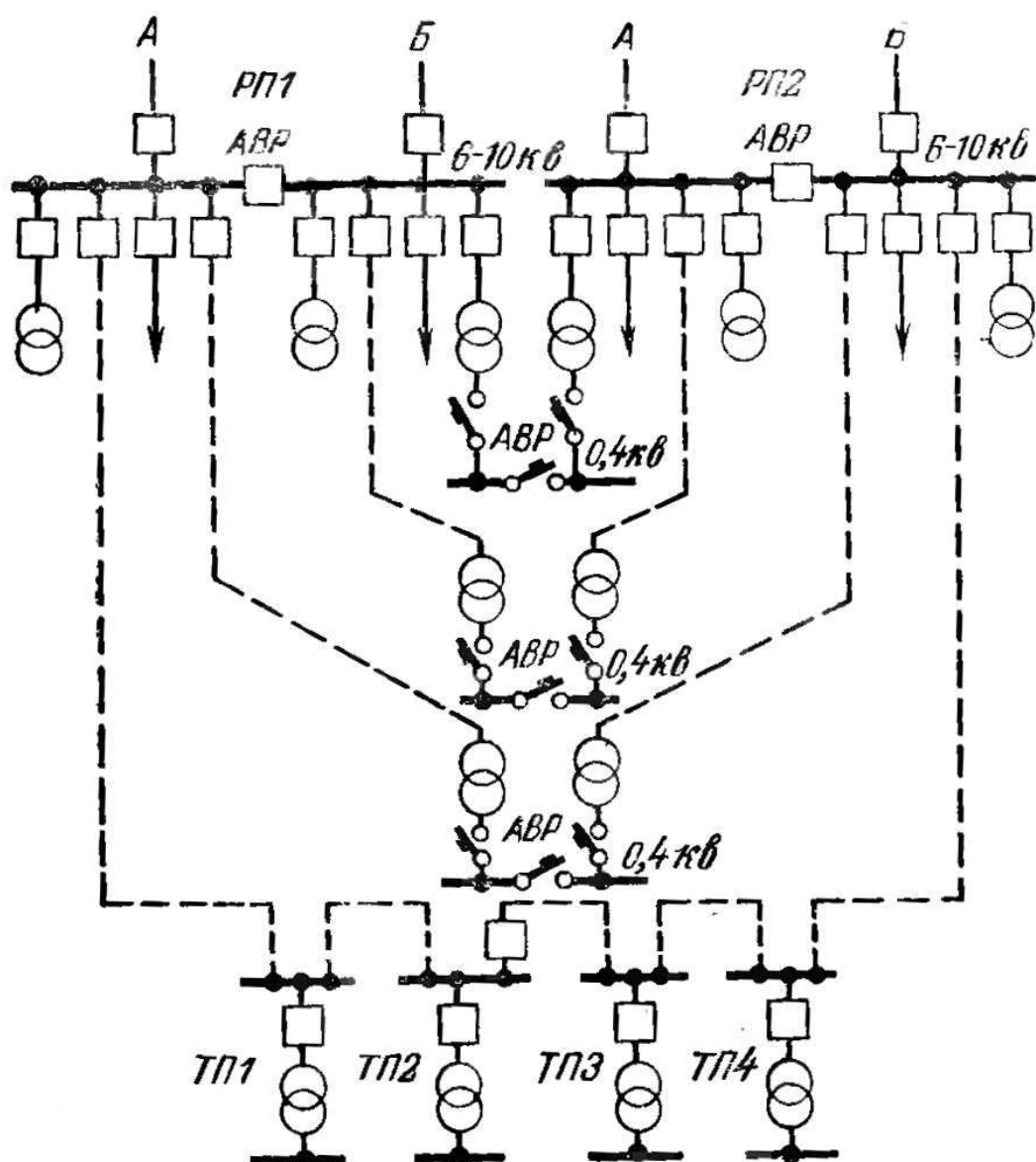


Рис. 3.2.16. Схема электроснабжения небольшого предприятия с ответственными нагрузками.

3.3. ВНУТРИПРОМЫШЛЕННЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СХЕМЫ

Распределение электрической энергии во внутрипромышленных электрических сетях выполняется по радиальным, магистральным или смешанным схемам в зависимости от территориального размещения нагрузок, их значения, требуемой степени надежности и других особенностей проектирования предприятия.

Радиальные схемы распределения применяют в тех случаях, когда

нагрузки рассредоточены по предприятию. Радиальные схемы могут быть одно- или двух ступенчатыми. Обычно применяют две ступени (рис. 3.2.10).

Первой ступенью распределения электроэнергии является сетевое звено между РУ 6-10кВ понижающей подстанцией ГПП или ПГВ и РП объекта электроснабжения. От РУ ГГШ или ПГВ радиальными линиями питаются отдельные мощные электроприемники и потребители находящиеся вблизи подстанции. Сетевое звено выполняется воздушными, кабельными линиями или токопроводами.

Второй ступенью является звено внутризаводской сети между РП и цеховыми трансформаторными подстанциями или отдельными электроприемниками напряжением 6-10кВ: электродвигателями, электропечными установками, трансформаторами преобразовательных агрегатов. Выполняется кабельными линиями.

В РП 6-10кВ применяют схему с одной секционированной системой шин. Питание РП осуществляется двумя кабельными линиями, которые работают раздельно каждая на свою секцию. Каждая кабельная линия должна быть рассчитана на полную мощность РП. В этом случае схему можно использовать для питания потребителей I и II категории.

Магистральные схемы применяют при распределении нагрузок в одном территориальном направлении. Магистральные схемы разделяют две группы.

В первую группу входят одиночные (рис. 3.2.11) и кольцевые схемы (рис. 3.2.12).

Одиночные магистрали могут быть выполнены без резервирования для питания потребителей III категории надежности, с резервированием по связям вторичного напряжения для питания потребителей II категории. Кольцевые схемы применяют для питания потребителей II категории надежности.

Для питания потребителей I и II категории надежности применяются более надежные схемы с двумя и более параллельными сквозными магистралями (рис. 3.2.13). Схемы с двойными сквозными магистралями применяют для питания РП с двумя секциями шин и для питания цеховых двух трансформаторных подстанций без сборных шин высокого напряжения. Секции шин или трансформаторы при нормальном режиме работают раздельно, а в случае повреждения одной магистрали все подстанции переключаются на магистраль оставшуюся в работе.

При наличии особых групп электроприемников первой категории предусматривают третий источник, который имеет минимальную мощность для

безаварийного останова производства. Во избежание перегрузки третьего источника питания приемников особой группы должно выделяться на отдельную секцию шин, автоматически подключаемую к этому источнику. Для обеспечения постоянной готовности аварийного источника к немедленному включению предусматривается его перевод в режим "горячего" резерва (включение на холостой ход дизельной электростанции) сразу после отключения по какой-либо причине одного из двух основных источников.

3.4. СХЕМЫ ВНУТРИЦЕХОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Электрические сети напряжение до 10 кВ питают электроприемники обслуживающие технологический процессы на промышленных предприятиях. Сети низкого напряжения отличаются большим числом электродвигателей, элементов пусковой, коммутационной и защитной аппаратуры. В них расходуется огромное количество проводникового материала и кабельной продукции.

Источником питания этих сетей являются цеховые трансформаторные подстанции. Схемы цеховых сетей строят в соответствии с требованиями технологического процесса. Конструктивное выполнение цеховой сети должно обеспечивать безопасность ее эксплуатации в зависимости от окружающей среды, гибкость при перестановке или замене оборудования.

Цеховые электрические сети выполняются по трем схемам: радиальной (рис. 3.2.14), магистральной с сосредоточенной нагрузкой (рис. 3.2.15) и магистральной с равномерно распределенной нагрузкой (рис. 3.2.16). Схемы имеют питающую и распределительную сеть. От шин низкого напряжения отходит питающая линия, которая по радиальной или магистральной схеме обеспечивает питание цеховых РП. По магистральной схеме возможно прямое подключение потребителей электроэнергии. Распределительная сеть питает приемники электрической энергии от РП.

Радиальную схему питания применяют для достаточно мощных приемников электрической энергии. Магистральная схема питания имеет преимущественное применение для равномерно распределенной нагрузки в цехах, когда приемники расположены близко друг к другу. Для обеспечения универсальности цеховых сетей магистрали рассчитывают на пропускную способность равную полной мощности питающего трансформатора. Это делается для удобства питания при изменении технологического процесса

производства и замены электроприемников. Распределительные сети выполняют преимущественно по радиальной схеме, за исключением сетей освещения.

К достоинствам радиальных схем относят повышенную надежность электроснабжения, гибкость сети в отношении расширения, приспособленность к организации систем управления. Недостатками радиальных схем являются большие затраты на сооружение сети, из-за большого числа отходящих линий.

К достоинствам магистральных схем относят низкие затраты на сооружение сети, удобство монтажа сети шинпроводами. Недостатками магистральных схем являются пониженная надежность, трудности применения дистанционного управления.

3.5. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЙ С ЗАГРЯЗНЕННОЙ И АГРЕССИВНОЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДОЙ

На многих промышленных предприятиях имеются загрязненные зоны и районы, образующиеся вследствие выделения различных производственных вредностей, отрицательно действующих на изоляцию и токоведущие части электроустановок. Источниками загрязнения являются целый ряд химических производств, производства по выплавке стали в мартенах и конверторах, ферросплавные производства, производства магния и ряд других. По степени выделения вредностей производства разбиты на пять классов, причем к первому классу отнесены самые вредные производства.

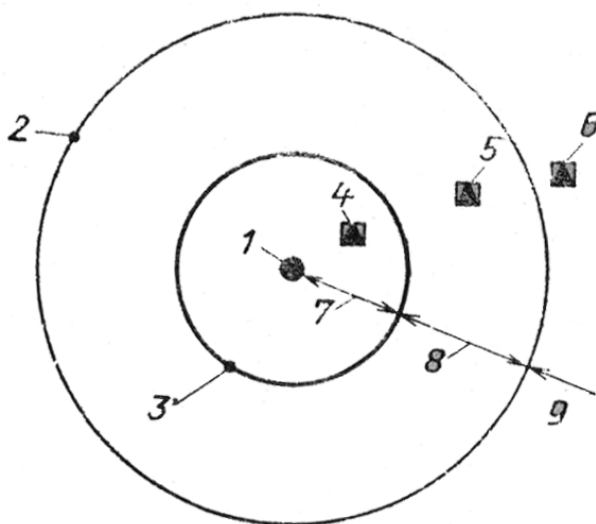


Рис. 3.5.1. Зоны загрязнения:

1 — источник загрязнения; 2 — минимальный защитный интервал между источником загрязнения и ОРУ с нормальной изоляцией; 3 — половина минимального защитного интервала; 4 — ЗРУ; 5 — ОРУ с усиленной изоляцией; 6 — ОРУ с нормальной изоляцией; 7 — зона III степени загрязнения; 8 — зона II степени загрязнения; 9 — зона I степени загрязнения.

Наибольшее число производств, относящихся к первому классу (более 50 производств), по выделяемым вредностям относится к химической промышленности. Далее идет металлургическая промышленность (9 производств). Для таких загрязненных зон разработаны особые нормативы для выбора исполнения (класса) изоляции и типов подстанций и линий электропередачи. Установлены минимальные расстояния от источников загрязнения, в пределах которых регламентированы типы подстанций (рис. 3.5.1). Эти расстояния условно названы минимальными защитными интервалами. Величина защитного интервала зависит от класса производства и колеблется от 50 м для пятого класса до 1 500 м для 1 класса в химических, металлургических, металлообрабатывающих производствах и в строительной промышленности. В первой половине интервала 7, которая является наиболее загрязненной, можно применять только закрытые распределительные устройства (ЗРУ).

Во второй менее загрязненной половине 8 можно ставить открытые распределительные устройства (ОРУ), но с усиленной изоляцией электрооборудования. Так как электрооборудование с усиленной изоляцией пока не освоено заводами, то допускается устанавливать их в закрытом распределительном "устройстве. В третьей зоне 9 сооружаются ОРУ с нормальной изоляцией. Указанные нормативы относятся только к тем промышленным загрязнениям, которые вредны для изоляции или токоведущих частей. Это выясняется по данным эксплуатации аналогичных предприятий и анализа технологии. Если на предприятии предусмотрены эффективные мероприятия по очистке газов и улавливанию вредных выделений и установлены высокие дымовые трубы, то величины минимальных защитных интервалов можно не нормировать.

Для борьбы с загрязнениями предусматриваются различные мероприятия как при проектировании подстанций, расположенных в загрязнённых зонах, так и при их эксплуатации. Во время эксплуатации нужно повседневно наблюдать за интенсивностью выделяемых вредностей для установления степени загрязнения изоляции и производить усиление изоляции, чистку и обмывку изоляторов, а также покрытие их специальными защитными составами (например, гидрофобной массой). Однако практика эксплуатации показала, что эти мероприятия, как правило, не дают должных результатов. Усиление же изоляции путем наращивания дополнительных звеньев приводит к ухудшению механических характеристик аппаратов, в частности их динамической

устойчивости. Основное решение вопросов надежности работы подстанции в загрязненных зонах должно предусматриваться при проектировании электроснабжения.

Схемы коммутации подстанций выбираются наиболее простыми, чтобы сократить число изоляторов и аппаратов и тем самым уменьшить число возможных элементов и точек загрязнения изоляции и коррозии контактов и токоведущих частей. Применяются трансформаторы тока, встроенные в силовые трансформаторы, или так называемые накладные трансформаторы тока. Релейная защита и измерения проектируются таким образом, чтобы не применять трансформаторов напряжения на первичной стороне силовых трансформаторов. Присоединение вентильных разрядников для защиты трансформаторов выполняется при помощи так называемых «захватов» (предложение К. Д. Вольнова), которые позволяют подключать и отключать разрядники для чистки изоляции под напряжением без отключения трансформатора. Захват надевается посредством изолирующей штанги на шунтирующую петлю, глухо присоединенную к токоведущему элементу, например к проводу.

Выполнение подстанций глубоких вводов в загрязненных зонах наиболее целесообразно по схеме блока линия — трансформатор (рис. 1, б, в, г). Питание этих ПГВ осуществляется от узловых распределительных подстанций 110—220 кВ (УРП), расположенных за пределами зоны II степени загрязнения. На УРП размещается вся коммутационная аппаратура и осуществляется защита и управление трансформаторами глубокого ввода. При повреждении трансформатора глубокого ввода срабатывает короткозамыкатель (рис. 1, б) или же подается отключающий импульс (рис. 3.2.1, г) на выключатель источника питания.

В зоне III степени загрязнения допускается глухое присоединение трансформатора к воздушной линии, при этом предусматривается разъем ошиновки на спуске к трансформатору для создания видимого разрыва с целью обеспечения безопасности ремонтных работ. Наилучшим же решением системы электроснабжения в загрязненных зонах являются кабельные радиальные линии глубоких вводов 110—220 кВ и специальные трансформаторы, в которых кабельный ввод составляет одно конструктивное целое с трансформатором. Никаких открытых голых токоведущих частей, контактов и аппаратов на таких подстанциях нет. В тех случаях, когда по условиям общей схемы электроснабжения приходится все же применять в загрязненной зоне так

называемые «отпаечные» подстанции (рис. 3.2.1,а и 3.2.2), то нужно выбирать наиболее простую схему коммутации и наиболее компактное конструктивное их выполнение. Не следует устраивать переемы (мостики) между двумя линиями, особенно в зоне III степени загрязнения допускается даже исключить короткозамыкатель и применить схему с подачей отключающего импульса на головной выключатель магистрали.

Очень важно правильно выбрать место подстанции с учетом розы ветров и преобладающего их направления, характера и концентрации выделяемых вредностей, протяженности их распространения, а также зон преимущественного их оседания, степени их воздействия на изоляцию электроустановок и устойчивости образуемых осадков на изоляции. Размещение ОРУ и трассы ВЛ нужно предусматривать таким образом, чтобы они были по возможности удалены от наиболее сильных очагов загрязнения, не попадали в факел загрязнений или в полосу газовых уносов. Это особенно важно при неблагоприятных условиях увлажнения: изморозь, туман, мокрый снегопад. Выбирается такое размещение ОРУ и такие трассы линии, при которых загрязнения уносятся в сторону от линии и ОРУ или относятся ветром, не осажаясь на изоляторах. Опоры линии и ОРУ располагаются по возможности на возвышенностях с наветренной стороны в осенне-весеннее время.

Формы факела загрязнений и характер распространения газовых уносов весьма разнообразны, непостоянны и зависят от многих факторов, которые трудно предвидеть заранее. Поэтому питание особо важных объектов в загрязненных зонах предусматривается не менее чем от двух УРП (или других источников), расположенных с противоположных сторон площадки предприятия таким образом, чтобы была исключена возможность одновременного попадания их в факел загрязнения. Если учесть, что подстанции глубоких вводов почти всегда двухтрансформаторные и каждый трансформатор питается отдельной линией от разных УРП и что на вторичном напряжении имеется АВР, а на первичном АПВ, то при соблюдении указанных требований надежность питания получается вполне достаточной для электроприемников любой категории, расположенных в пределах загрязненной зоны.

Изоляция аппаратов ОРУ в любой зоне проверяется по длине пути утечки *, по данным каталогов и информационных материалов заводов и в соответствии с ГОСТ.

При выборе материала шин, проводов и металлоконструкций учитывается действие на них химически активных веществ в соответствии с таблицей.

Рекомендуется применять:

провод типа АССЗ и АСК ;

антикоррозионную арматуру (в тропическом исполнении) ;

сварные контакты шин и проводов;

защитные покрытия металлоконструкций для обеспечения долговечной их работы в агрессивной среде;

покрытие тросов и оттяжек опор смазками типа ЗЭС и др., наносимыми на место установки, либо на заводе-изготовителе;

опоры с металлическим покрытием (оцинковка или алюминирование) и дополнительной окраской лакокрасочными материалами в тропическом исполнении;

протекторную защиту подземной части металлических конструкций.

В зонах II и III степеней загрязнения применяется шунтирование деревянных опор металлическими спусками во избежание их возгорания от токов утечки. Изоляция таких линий выбирается, как на линиях с металлическими опорами. Если во время выполнения проекта невозможно получить точные данные о степени загрязнения, то габариты опор должны предусматривать возможность усиления изоляции в процессе эксплуатации. Контакты шин и проводов, как правило, делаются сварными.

Предусматриваются защитные покрытия металлоконструкций для обеспечения долговечной их работы в агрессивной среде в зависимости от их коррозионной стойкости.

Предусматриваются мероприятия и специальные устройства, облегчающие работу эксплуатационного персонала: трапы или площадки для очистки изоляторов и контактов аппаратуры, передвижные и стационарные устройства для обмыва изоляторов, приспособления, облегчающие очистку изоляторов от цементирующихся загрязнений, водопровод для обмывки изоляции в зонах II и III степеней загрязнения. Обеспечивается удобный подъезд специальных

**Длиной пути утечки* называется минимальное расстояние по поверхности внешней изоляции между металлическими частями разного потенциала, а удельной длиной — отношение длины пути утечки к наибольшему линейному рабочему напряжению.

передвижных устройств для обслуживания подстанций и линий в загрязненных районах. Рекомендуется производить систематическое наблюдение за характером и интенсивностью выделяемых вредностей с целью выявления

степени загрязнения изоляции, токов утечки, интенсивности разрядов и т. п. для проведения своевременных профилактических мероприятий.

При тщательном выполнении всех перечисленных выше условий простейшие открытые подстанции глубоких вводов 110—220 кВ, выполненные по схемам рис. 3.2.1, б, в, г, допустимо выполнять в любых зонах загрязнения. В этих же зонах допускается открыто устанавливать выключатели при схеме блока линия - трансформатор. При этом степень усиления изоляции выключателя должна быть такая же, как и для воздушных линий, проходящих в этой зоне.

Действие некоторых химически активных веществ на проводниковые и изоляционные материалы

Материалы	Химические вещества							
	Азотная кислота	Аммиак	Морская вода	Серная кислота	Сероводород	Соляная кислота	Уксусная кислота	Хлор
	Степень коррозионной стойкости материалов							
Алюминий	IV	VI	VI	IV	I	VI	III	VI
Бронза оловянная	VI	-	III	IV	-	V	IV	-
Латунь	VI	-	III	IV	V	-	-	-
Медь	VI	-	III	IV	V	V	III	VI
Ст. 3	VI	-	III	VI	-	-	-	-
Фарфор	III	III	-	III	III	III	-	-

Условные обозначения: I — совершенно стойкие; II — весьма стойкие; III стойкие; IV — относительно стойкие; V — малостойкие; VI — нестойкие.

ОРУ с более сложной схемой коммутации, со сборными шинами, с выключателями и другими коммутационными аппаратами нельзя применять в пределах зоны III степени загрязненности, а во II зоне их нужно выполнять с усиленной изоляцией в соответствии со сказанным выше или же применять ЗРУ, как и в III зоне загрязнения в соответствии с рис.17. Во многих случаях, например при напряжении 35 кВ, выгоднее применять ЗРУ, чем переходить на изоляцию 110 кВ. Иногда это получается выгодным и при сооружении подстанции 110 кВ, так как при переходе на следующий класс напряжения 154

кВ не всегда можно получить полный набор необходимой аппаратуры и приходится применять дорогую и громоздкую аппаратуру на 220 кВ. Закрытое же распределительное устройство получается значительно компактнее и, значит, экономится дефицитная и дорогая площадь промпредприятия. Особенно это относится к размещению подстанций глубоких вводов вблизи нагрузок и, в частности, на расширяемых и реконструируемых предприятиях, где территория обычно очень стеснена. Если при сооружении ЗРУ число проходных изоляторов (вводов) получается не меньше, чем число изоляторов при открытой подстанции, то сооружения ЗРУ с точки зрения загрязнения изоляции становится нецелесообразным.

В районах и зонах с большими выделениями пыли, например на цементных заводах, строительные конструкции ЗРУ должны иметь повышенную плотность, а в некоторых случаях нужно создавать повышенное избыточное давление внутри зданий, а в помещении ЗРУ предусматривать постоянное устройство для удаления пыли. В этих зонах не следует применять наружные комплектные распределительные устройства (КРУН), так как они не обеспечивают надлежащей защиты от загрязнения. Шкафы приводов выключателей на открытых подстанциях в загрязненных зонах выполняются с герметическими уплотнениями.

Варианты закрытого и открытого выполнения распределительных устройств всегда нужно сравнивать экономически. Эксплуатационные расходы при открытом варианте выше чем при закрытом, так как необходимо обеспечить надежную работу внешней изоляции, а также учесть затраты на ликвидацию последствий отключений и аварий по причине загрязнения изоляции, а также ущерб, наносимый потребителям электроэнергии этими авариями и отключениями.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. Что такое подстанция глубокого ввода?
2. Чем отличаются магистральные линии от радиальных ?
3. Недостатки и преимущества магистральных линий.
4. Недостатки и преимущества радиальных линий.
5. По степени выделения вредностей производства разбиты на сколько классов?
6. Питание особо важных объектов в загрязненных зонах предусматривается от какого количества источников?

ТЕМА 4: ХАРАКТЕРИСТИКИ ГРАФИКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

4.1. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ

Электрическая нагрузка - величина, характеризующая потребление мощности отдельными приемниками или потребителями электроэнергии.

Одной из основополагающих частей проекта электроснабжения промышленных предприятий является определение ожидаемых электрических нагрузок на всех ступенях электрической сети. Электрические нагрузки являются исходными данными для решения ряда задач электроснабжения: выбора аппаратов и токоведущих элементов электроснабжения, выбора числа и мощности силовых трансформаторов, определения потерь электрической энергии, расхода энергии и других расчетов. Преувеличение ожидаемых электрических нагрузок при проектировании по сравнению с реально возникающими нагрузками при эксплуатации приводит перерасходу проводников и неоправданному капиталовложению в избыточную мощность электрооборудования. Преуменьшение - к излишним потерям мощности в сетях, перегреву, повышенному износу и сокращению срока службы электрооборудования.

Правильное определение электрических нагрузок обеспечивает правильный выбор средств компенсации реактивной мощности, устройств регулирования напряжения, а так же релейной защиты и автоматики электрических сетей.

По указанным причинам ожидаемые электрические нагрузки необходимо определять при проектировании по возможности точнее. Однако вследствие недостаточной полноты, точности и достоверности исходной информации обо всех многочисленных случайных факторах, формирующих нагрузки, последние не могут быть определены с высокой точностью. Обычно, при определении электрических нагрузок считаются допустимыми ошибки в $\pm 10\%$.

4.2. ГРАФИКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

При решении задач проектирования и эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий основными являются три вида

нагрузок: активная мощность, реактивная мощность и ток.

Кривая изменения активной, реактивной или токовой нагрузки называется *графиком нагрузки* соответственной по активной, реактивной мощности или току. В условиях эксплуатации графики нагрузки строят по показаниям измерительных приборов, снятым через определенные равные интервалы времени.

Графики нагрузок подразделяют на *индивидуальные и групповые*. Индивидуальные графики нагрузки строят для отдельных электроприемников. Групповые графики нагрузок относятся к группе электроприемников, объединенных одной питающей линией.

Индивидуальные и групповые графики нагрузок обладают определенной регулярностью в той или иной степени, предопределяемой рядом закономерностей, которые можно объединить в группы: астрономические, социальные, метеорологические и организационные. Поэтому графики электрических нагрузок, полученные в процессе эксплуатации, используют при определении ожидаемых нагрузок.

4.2.1. ИНДИВИДУАЛЬНЫЕ ГРАФИКИ НАГРУЗОК

Для силовых электроприемников различают три режима работы: длительный, кратковременный и повторно-кратковременный.

При работе электроприемника в длительном режиме достигается тепловое равновесие и устанавливается определенная температура электроприемника. Кратковременный режим характеризуется тем, что после кратковременного включения и нагревания электроприемника его температура за период последующей паузы понижается до температуры окружающей среды. Повторно-кратковременный режим, в ходе которого период включения электроприемника $t_{\text{в}}$ чередуется с паузой продолжительностью $t_{\text{н}}$ приводит к постепенному нагреванию, сменяющимся охлаждением электроприемника. Нагревание электроприемника в период включения по сравнению с длительным режимом работы при той же нагрузке снижается. Температура охлаждения в период выключения электроприемника не достигает температуры окружающей среды.

Величиной, характеризующей повторно-кратковременный режим работы, является продолжительность включения (ПВ):

$$ПВ = \frac{t_{\text{э}}}{t_{\text{э}} + t_{\text{п}}},$$

Часто ПВ определяют в процентах:

$$ПВ\% = ПВ \cdot 100\%.$$

Установлены четыре стандартных значения ПВ, на которых выпускается электрооборудование: 15, 25, 40, 60%. Длительность цикла при повторно-кратковременном режиме не должна превышать 10 мин.

Номинальная (установленная) мощность электроприемника является достоверной величиной для расчета электрических нагрузок.

Под номинальной активной мощностью электродвигателя $P_{\text{ном}}$ понимается мощность, развиваемая на валу при номинальном значении напряжения, а под номинальной активной мощностью других электроприемников – мощность потребляемая ими из сети при номинальной напряжении.

Паспортная мощность $P_{\text{пасп}}$ электроприемников повторно-кратковременного режима приводится к номинальной длительной мощности при ПВ=1:

$$P_{\text{ном}} = P_{\text{пасп}} \sqrt{ПВ}.$$

Под номинальной реактивной мощностью понимается реактивная мощность потребляемая из сети или отдаваемая в сеть при номинальной активной мощности и номинальном напряжении (для синхронных электродвигателей при номинальном токе возбуждения).

Характер и форма индивидуального графика нагрузки электроприемника определяются технологическим процессом. Графики нагрузок большинства электроприемников вследствие повторения производственных операций обладают определенной регулярностью. Различают следующие типы длительных режимов: периодические; циклические; нециклические; нерегулярные.

Периодический тип отвечает строго ритмичному процессу с периодом производства $t_{\text{ц}}$, как правило, поточное производство.

Второй тип отвечает случаю не автоматизированного, но циклического

производства. Периодичность производства нарушена в основном из-за непостоянства длительностей пауз отдельных циклов, а продолжительность рабочих интервалов остается практически неизменной. Нециклический тип длительности режимов отвечает случаю, когда выполняемые агрегатом повторяющиеся операции строго нерегламентированны. Технологический процесс имеет неустановившийся характер.

4.2.2. ГРУППОВЫЕ ГРАФИКИ НАГРУЗОК

Групповой график представляет собой результат суммирования графиков отдельных электроприемников, входящих в группу. По степени регулярности графики нагрузки подразделяют на периодические и нерегулярные.

Длительные наблюдения за действующими объектами позволили составить характерные суточные и годовые графики для различных отраслей промышленного и сельскохозяйственного производства, а так же для городов и поселков. Графики, как правило, строят в относительных единицах, выражая нагрузки в различные часы суток в процентах от максимальной нагрузки, принимаемой за 100%.

Располагая ординаты суточного группового графика в порядке убывания и откладывая по оси абсцисс продолжительность работы при различных нагрузках, получим так называемую упорядоченную диаграмму графика.

4.2.3. ПОКАЗАТЕЛИ ГРАФИКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

При исследованиях и расчетах электрических нагрузок применяются безразмерные коэффициенты, характеризующие режима работы приемников электрической энергии по мощности и во времени - коэффициенты графиков нагрузок.

Основным показателем режима работы одного или группы электроприемников служит *коэффициент использования*, выраженный в отношении среднесменной нагрузки ($P_{см}$, $P_{см}$) к номинальной ($P_{ном}$, $P_{ном}$).

Применительно к трем представлениям нагрузки различают коэффициенты использования по *активной мощности*, *реактивной мощности* и *по току*. Наибольшее распространение имеет первый коэффициент по активной мощности:

$$k_u = \frac{P_{cm}}{P_{cm}},$$

$$k_u = \frac{P_{cm}}{P_{cm}} = \frac{\sum_i k_{ui} P_{номi}}{\sum_i P_{номi}}.$$

Коэффициент использования активной мощности за смену может быть определен как отношение энергии \mathcal{E}_a , потребленной приемником за смену, к энергии $\mathcal{E}_{аном}$, которая могла быть потреблена приемником за смену при номинальной загрузке его в течении смены:

$$k_u = \frac{\mathcal{E}_a}{\mathcal{E}_{аном}}.$$

Коэффициент включения k_E электроприемника характеризует степень использования электроприемника во времени:

$$k_E = \frac{t_E}{t_{ц}}.$$

где $t_{ц}$ - время цикла.

Коэффициент включения различен для различных периодов времени суток и определяется характером участия в технологическом процессе.

В качестве расчетной величины используют *групповой коэффициент включения*. Групповым коэффициентом включения K_E называется средневзвешенное по активной номинальной мощности значение индивидуальных коэффициентов включения электроприемников, входящих в группу:

$$K_E = \frac{\sum_i k_{Ei} P_{номi}}{P_{уст}}.$$

Коэффициент загрузки отдельного электроприемника определяется как отношение средних за время включения активной мощности, реактивной мощности или тока к их номинальным величинам.

Коэффициент загрузки по активной мощности:

$$k_E = \frac{P_{св}}{P_{ном}} = \frac{P_{сц}}{P_{ном} k_E},$$

где $P_{св}$ - средняя мощность электроприемника за время включения; $P_{сц}$ - средняя мощность электроприемника за цикл включения.

Если считать, что средняя нагрузка за цикл равна среднесменной нагрузке, что характерно для периодических и циклических графиков, тогда

$$k_{\Sigma} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{ном}} k_{\Sigma}} = \frac{k_{\Sigma}}{k_{\Sigma}}.$$

Последнее выражение позволяет записать аналогичную формулу для групповых графиков:

$$K_{\Sigma} = \frac{K_{\Sigma}}{K_{\Sigma}}.$$

Коэффициент формы графика нагрузки - это отношение среднеквадратичной (эффективной) нагрузки (p_{Σ}, P_{Σ}) к средней нагрузке за данный период времени (p_{Σ}, P_{Σ}):

$$k_{\Phi} = \frac{p_{\Sigma}}{p_{\Sigma}}, K_{\Phi} = \frac{P_{\Sigma}}{P_{\Sigma}}.$$

Коэффициент формы для группы из n электроприемников:

$$K_{\Phi} = \sqrt{1 + \sum_i (k_{\Phi i}^2 - 1) \frac{\sum_i P_{\text{ном}i}^2}{(\sum_i P_{\text{ном}i})^2}}.$$

Введем величину

$$n_{\Sigma} = \frac{\sum_i P_{\text{ном}i}^2}{(\sum_i P_{\text{ном}i})^2},$$

которую назовем эффективным числом электроприемников.

Тогда коэффициент формы определится как

$$k_{\Phi} = \sqrt{1 + \frac{\sum_i (k_{\Phi i}^2 - 1)}{n_{\Sigma}}}.$$

Коэффициентом заполнения графика нагрузки активной мощности называется отношение средней активной мощности за исследуемый период времени к максимальной нагрузке за тот же период:

$$K_{\Sigma\Gamma} = \frac{P_{\Sigma}}{P_{\text{max}}}.$$

Следует отметить, что максимальная нагрузка определяется исходя из периода осреднения графика нагрузки, равного получасу, так называемый получасовой максимум нагрузки.

Для характеристики заполнения графика нагрузки используют также понятия числа часов использования максимальной нагрузки

$$T_{\text{max}} = \frac{\Xi_{\Gamma}}{P_{\text{max}}},$$

где Ξ_{Γ} — годовой расход активной энергии объекта.

Неравномерность нагрузки по сменам, работу в праздничные дни, а также сезонные колебания нагрузки учитывает годовой коэффициент энергоиспользования K_z , который устанавливает связь между средними активными нагрузками за смену P_c и среднегодовыми нагрузками P_{cg} :

$$K_z = \frac{P_c}{P_{cg}}.$$

Среднегодовая нагрузка равна

$$P_{cg} = \frac{\Xi_r}{T_r},$$

где T_r - годовое число часов работы.

Годовое число часов работы:

$$T_r = (365 - m)nT_{cm}K_p - T_{пр},$$

где T_{cm} - продолжительность смены;

$T_{пр}$ - годовое число часов, на которое сокращена продолжительность работы в предвыходные дни;

m - число нерабочих дней в году; n - число смен в году;

K_p - коэффициент учитывающий время ремонта и простои, принимаемый равным 0,96.. 0,98.

Элементы электрических сетей используются для совместного питания различных потребителей. Результирующая максимальная нагрузка таких элементов не может быть определена простым суммированием максимальных нагрузок отдельных потребителей, так как максимум нагрузки потребителей может быть не в одно и то же время. Поэтому определение максимальной суммарной нагрузки производится, как правило, с использованием, так называемого коэффициента одновременности максимумов нагрузки.

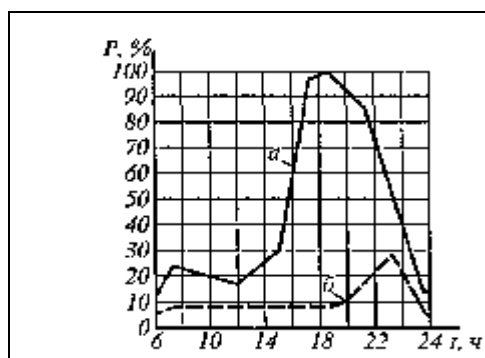


Рис. 4.2.1. Суточные графики осветительной нагрузки города: а - зимой; б – летом.

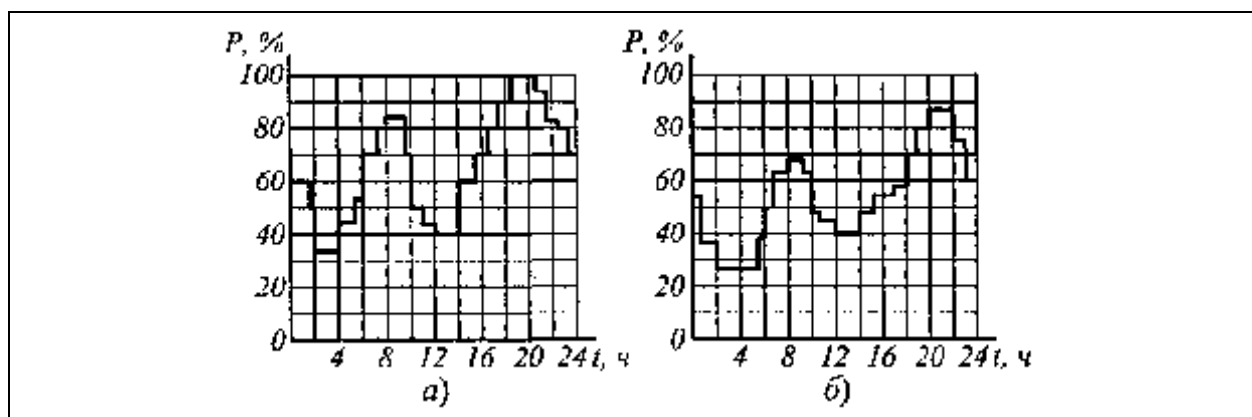


Рис. 4.2.2. Суточные графики электрической нагрузки крупного города: *a* — зимой; *б* — лето.

Основные показатели графиков нагрузки

Наименование	Обозначение	Расчетная формула	Единицы измерения
максимальная мощность	P_{\max}	По графику нагрузки	кВт
минимальная мощность	P_{\min}	По графику нагрузки	кВт
номинальная мощность	$P_{\text{ном}}$	$P_{\text{н}} = \sum_{i=1}^n p_{\text{н}}$	кВт
средняя мощность	$P_{\text{с}}$	$P_{\text{с}} = \frac{W_{\text{а}}}{T_{\text{в}}}$	кВт
эффективное число электроприемников	$n_{\text{э}}$	$n_{\text{э}} = \left(\sum_{i=1}^n p_{\text{н о м } i} \right)^2 / \left(\sum_{i=1}^n p_{\text{н о м } i}^2 \right)$	шт.
коэффициент включения	$K_{\text{в}}$	$K_{\text{в}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{в } i} p_{\text{н о м } i}}{\sum_{i=1}^n p_{\text{н о м } i}}$	
коэффициент использования	$K_{\text{и}}$	$K_{\text{и}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{и } i} p_{\text{н о м } i}}{\sum_{i=1}^n p_{\text{н о м } i}}$	-
коэффициент максимума	$K_{\text{м}}$	$K_{\text{м}} = \frac{P_{\text{м}}}{P_{\text{с}}}$	-
коэффициент расчетной активной мощности	$K_{\text{р}}$	$K_{\text{р}} = \frac{P_{\text{р}}}{P_{\text{с}}}$	-
коэффициент заполнения	$K_{\text{зп}}$	$K_{\text{зп}} = \frac{P_{\text{с}}}{P_{\text{м}}} = \frac{1}{K_{\text{м}}}$	-
коэффициент спроса	$K_{\text{с}}$	$K_{\text{с}} = \frac{P_{\text{м}}}{P_{\text{н о м}}}$	-
коэффициент одновременности	$K_{\text{о}}$	$K_{\text{о}} = \frac{P_{\text{р}\Sigma(\text{ПП})}}{\sum P_{\text{р}}}$	-
эффективная нагрузка	$P_{\text{э}}$	$P_{\text{э}} = \sqrt{\frac{1}{T_{\text{н}}} \int_0^{T_{\text{н}}} p^2(t) dt}$	кВт
коэффициент формы	$K_{\text{ф}}$	$K_{\text{ф}} = \frac{P_{\text{э}}}{P_{\text{с}}}$	-
число часов использования максимума	$T_{\text{м}}$	$T_{\text{м}} = \frac{W_{\text{а}}}{P_{\text{м}}}$	ч

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. Что такое график электрической нагрузки?
2. Какие графики электрических нагрузок по мощности, по времени.
3. Основные показатели графиков, охарактеризуйте каждый.
4. Что такое максимальная и средняя нагрузка?

ТЕМА 5: МЕТОДЫ РАСЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

5.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАСЧЕТЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Расчет электрических нагрузок заключается в определении расчетных, средних, эффективных и пиковых нагрузок.

Под *расчетной (максимальной) нагрузкой* по допустимому нагреву понимается такая неизменная во времени длительная нагрузка, которая вызывает максимальное нагревание в элементе электроснабжения такое же, что и заданная переменная нагрузка. Расчет максимальной расчетной нагрузки необходим для выбора аппаратов и проводников по условию допустимого нагрева токами длительных режимов. Расчетная нагрузка приравнивается максимуму средней нагрузки:

для одного электроприемника

$$i_{\text{рм}} = \frac{1}{\Delta T} \int_{T-\Delta T}^T i(t) dt,$$

для группы электроприемников

$$I_{\text{рм}} = \frac{1}{\Delta T} \int_{T-\Delta T}^T I(t) dt,$$

где **T** - время наибольшего перегрева электрооборудования;

ΔT - длительность интервала осреднения, принимают равным трем постоянным нагрева электрооборудования $3T_0$.

Для электроприемников, графики, которых характеризуются высокой неравномерностью, например, для резкопеременных нагрузок, расчетную нагрузку необходимо приравнять максимуму эффективной нагрузки:

для одного электроприемника

$$i_{\text{рм}} = \sqrt{\frac{1}{\Delta T} \int_{T-\Delta T}^T i^2(t) dt},$$

для группы электроприемников

$$I_{\text{рм}} = \sqrt{\frac{1}{\Delta T} \int_{T-\Delta T}^T I^2(t) dt}.$$

Среднесменные нагрузки потребителей электрической энергии необходимо рассчитывать для выбора силовых трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций. Для определения расхода и потерь энергии в сетях электроснабжения рассчитывают среднегодовые нагрузки потребителей

электрической энергии. Эффективные нагрузки рассчитывают для оценки потерь мощности в проводниках. Эффективная (среднеквадратичная мощность) позволяет оценить эффект снижения потерь электроэнергии в сетях при повышении $\cos \varphi$.

Пиковой или *ударной нагрузкой* называется максимально возможная нагрузка одного или группы электроприемников длительностью в доли или несколько секунд. Такие нагрузки возникают при пусках или самозапусках электродвигателей, а также при эксплуатационных коротких замыканиях, характерных для сварки и дуговых печей. Величину пикового тока используют при выборе устройств защиты и их уставок, в расчетах колебаний напряжения и при проверке самозапуска электродвигателей.

5.2. СРЕДНИЕ НАГРУЗКИ

Расчеты цеховых нагрузок на всех ступенях напряжения до цеховых трансформаторных подстанций проводят по расчетным коэффициентам с последующей проверкой всей расчетной нагрузки цеха по удельным расходам электроэнергии.

Средние нагрузки за наиболее загруженную смену силовых электроприемников одинакового режима:

$$P_{\text{см}} = K_u P_{\text{ном}},$$

$$Q_{\text{см}} = P_{\text{см}} \tan \varphi_{\text{см}}$$

Для нескольких групп электроприемников разного режима:

$$P_{\text{см}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{см}i},$$

$$Q_{\text{см}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{см}i},$$

При наличии данных о годовом расходе активной и реактивной энергии среднесменные нагрузки могут быть определены по формулам

$$P_{\text{см}} = \frac{P_{\text{сг}}}{\alpha},$$

$$Q_{\text{см}} = \frac{Q_{\text{сг}}}{\alpha}.$$

где $P_{сг}$, $Q_{сг}$ - среднегодовая соответственно активная и реактивная мощность;

α - годовой коэффициент энергоиспользования.

Средняя активная мощность установок освещения за наиболее загруженную смену принимается равной максимальной:

$$P_{смo} = K_c \sum_{i=1}^n P_{номoi},$$

$$Q_{см} = P_{смo} \tan \varphi_{смo},$$

где $P_{номoi}$ — установленная мощность освещения с учетом потерь в пускорегулирующей аппаратуре.

Среднегодовая мощность, потребляемая цехом или предприятием, находится по соотношениям

$$P_{сг} = \frac{\mathcal{E}_{зг}}{T_{г}},$$

$$Q_{сг} = \frac{\mathcal{E}_{зг}}{T_{г}}.$$

При наличии норм удельного расхода электроэнергии на единицу продукции в натуральном выражении по цехам или предприятию в целом годовой расход энергии может быть определен

$$\mathcal{E}_{г} = w_{уд} M,$$

где $w_{уд}$ - удельный расход электроэнергии на единицу продукции;

M - годовой выпуск продукции.

5.3. МАКСИМАЛЬНЫЕ НАГРУЗКИ: ЭТАПЫ РАСЧЕТА МАКСИМАЛЬНЫХ НАГРУЗОК

Определение максимальных нагрузок производится в два этапа. На первом этапе определяется нагрузка электроприемников, цехов, производственных участков, предприятия в целом. На первом этапе расчета предполагается отсутствие источников реактивной мощности в сетях электроснабжения. По результатам расчета электрических нагрузок выбирают

число и мощность силовых трансформаторов с одновременным решением задачи выбора места подключения и мощности компенсирующих устройств. Установка компенсирующих устройств в сетях электроснабжения на стороне низшего напряжения трансформаторов приводит в отдельных случаях к снижению мощности выбираемых трансформаторов.

5.4. МЕТОДЫ РАСЧЕТА МАКСИМАЛЬНЫХ НАГРУЗОК

Согласно указаниям по расчету электрических нагрузок систем электроснабжения (РТМ 36.18.32.01-89) допускается применение следующих методов определения расчетных нагрузок:

1. *По удельным расходам энергии и плотностям нагрузки:*

1.1. При наличии данных об удельных расходах электроэнергии на единицу продукции в натуральном выражении $\mathcal{E}_{уд}$ и выпускаемой продукции за год M по формуле:

$$P_m = \frac{\mathcal{E}_{уд} M}{T_{max}},$$

где T_{max} - годовое число часов использования максимума активной мощности.

Величина $\mathcal{E}_{уд}$ является интегральным показателем расхода электроэнергии на единицу продукции, в который входит и расход электроэнергии на вспомогательные нужды производств, и освещения цехов. Пределы средних значений удельных расходов по отдельным видам продукции приводятся в соответствующих справочниках.

1.2. При наличии данных об удельных плотностях максимальной нагрузки на квадратный метр площади цеха $w_{уд}$ и заданной величине этой площади $F_{ц}$ по формуле

$$P_m = w_{уд} F_{ц}.$$

Расчетные удельные нагрузки зависят от рода производства и выявляются по статистическим данным. Этот метод применим для определения расчетной нагрузки для производств с относительно равномерной распределенной по производственной площади нагрузкой. Для осветительной нагрузки $w_{уд} = 8...25 \text{ Вт/м}^2$.

2. По коэффициенту спроса K_c .

Определение расчетной нагрузки по коэффициенту спроса применяется при отсутствии данных о числе электроприемников и их мощности, об удельном потреблении или удельной плотности нагрузки на 1 м^2 площади цеха. В соответствии с методом коэффициента спроса допускается (на стадии проектного задания или при других ориентировочных расчетах) определять нагрузку предприятия в целом по средним величинам коэффициента спроса по формуле:

$$P_M = K_c P_{\text{ном}}$$

Значение коэффициента спроса зависит от технологии производства и приводятся в отраслевых инструкциях и справочниках.

3. По коэффициенту расчетной активной мощности (метод упорядоченных диаграмм).

Определение расчетной нагрузки по коэффициенту расчетной активной мощности применяется при наличии данных о числе электроприемников, их мощности режиме работы для определения нагрузок на всех ступенях распределительных и питающих сетей (включая трансформаторы и преобразователи).

5.5. РАСЧЕТ МАКСИМАЛЬНЫХ НАГРУЗОК ПО УРОВНЯМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

При определении максимальной нагрузки в системе электроснабжения рассматривают шесть основных уровней или ступеней, различающихся характером электропотребления и, как следствие способом расчета электрических нагрузок:

I уровень электроснабжения - линии электрической сети, связывающие отдельные электроприемники с распределительным пунктом, к которому они подключены;

II уровень электроснабжения - линии распределительной сети напряжением до 1кВ, обеспечивающие связь силовых распределительных пунктов, щитов, шкафов, а также магистральных шинопроводы;

III уровень электроснабжения - низковольтные шины цеховой трансформаторной подстанции;

IV уровень электроснабжения - шины распределительных пунктов и линий, подходящих к ним;

V уровень электроснабжения - шины низшего напряжения ГГШ, НТВ, ЦРП.

VI уровень электроснабжения - граница раздела балансовой принадлежности сетей энергосистемы и промышленного предприятия.

Последовательность расчета максимальных электрических нагрузок по расчетной активной мощности.

Расчетные активная и реактивная нагрузки линий I уровня электроснабжения равны фактически потребляемой мощности:

$$P_{MI} = P_{\phi} = k_z P_{ном},$$

$$Q_{MI} = P_{MI} \tan \varphi,$$

где $\tan \varphi$ - среднесменный коэффициент мощности.

На II уровне электроснабжения расчетная нагрузка определяется по методу упорядоченных диаграмм. *Расчетная активная мощность II уровня электроснабжения:*

$$P_{MII} = k_M P_{сМII},$$

Значения коэффициента максимума находится в зависимости от значения группового коэффициента использования за наиболее загруженную смену и эффективного числа электроприемников в группе по специальным кривым, которые можно найти во многих справочниках по электроснабжению.

Зависимость коэффициента максимума K_M от эффективного числа приёмников $n_{\text{э}}$ при различных коэффициентах использования $K_{\text{и}}$:

Эффективное число электроприемников $n_э$	$K_{и}$				
	0,1	0,2	0,4	0,6	0,8
2	8	4	2	1,33	1,0
4	3,42	2,0	1,3	1,14	1,0
6	2,64	1,62	1,14	1,06	1,0
8	2,37	1,48	1,1	1,02	1,0
10	2,18	1,39	1,06	1,0	1,0
15	1,9	1,25	1,0	1,0	1,0
25	1,6	1,1	1,0	1,0	1,0
50	1,3	1,0	1,0	1,0	1,0
100	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0

Под *эффективным числом электроприемников* понимается такое число однородных по режиму работы электроприемников одинаковой мощности, которое обуславливает то же значение расчетного максимума, что и группа различных по мощности и режиму работы электроприемников.

Эффективное число электроприемников достаточно точно определяется по формуле:

$$n_э = \frac{(\sum_{i=1}^n p_{номi})}{\sum_{i=1}^n p_{номi}^2}.$$

Эффективное число электроприемников всегда меньше реального числа электроприемников в группе. Агрегаты с многодвигательным приводом рассматриваются как один электроприемник.

Для электроприемников в длительном режиме работы практически с постоянным графиком нагрузки, коэффициент максимума принимают равным единице. К таким приемникам относят электродвигатели насосов, вентиляторов, компрессоров, шаровых мельниц и другие электроприемники. Расчетная мощность для этих групп определяется выражением:

$$P_{мII} = P_{смII}.$$

При определении расчетных нагрузок на втором этапе, после выбора цеховых трансформаторов и компенсирующих устройств, следует уточнять коэффициент максимума по фактической постоянной времени. Для этого определяется коэффициент максимума для постоянной времени $T_{ф0} = 10 \text{ мин.}$, определяется максимальная нагрузка и сечения проводников и кабелей по условию допустимого нагрева. После этого находят фактические значения $T_{ф0}$ и

при $T_{\text{фо}} > 10 \text{ мин}$ пересчитывают K_M на K_{Mt} . Определяют уточненное значение максимальной нагрузки и выбирают сечения. Осредненные постоянные нагрева приведены в справочниках.

Максимальная реактивная нагрузка определяется по выражению:

$$Q_{MII} = K_M Q_{cm},$$

где K_M - коэффициент, в зависимости от числа эффективных электроприемников принимают равным $n_p > 10, K_M = 1$, в противном случае $K_M = 1,1$.

Определение электрических нагрузок III уровня электроснабжения:

$$P_{MIII} = \gamma \sum_{i=1}^n K_{ui} P_{ном i},$$

$$Q_{MIII} = \gamma \sum_{i=1}^n K_{ui} P_{ном i} \tan \varphi,$$

где γ - корректирующий коэффициент.

При проектировании предприятий и цехов предусматривают избыток оборудования и его мощностей по отношению к числу и мощности оборудования, необходимого для предусмотренного планового выпуска продукции. По этому на III уровне электроснабжения следует вводить дополнительный коэффициент γ , корректирующий расчетную нагрузку и определяемый выражением:

$$\gamma = (1 - K_n) \frac{K_{инт}}{K_n},$$

где $K_{инт}$ — коэффициент интенсивности использования основного оборудования, равен отношению расчетного числа единиц оборудования к числу единиц фактически принятых в проекте;

K_n - коэффициент потерь номинального фонда времени, обусловленных простоями оборудования при планово-предупредительных ремонтах;

K_n - коэффициент неравномерности потребления и производства.

Исходные данные для определения γ получают из норм технологического проектирования соответствующих производств, для различных отраслей промышленности.

На IV электроснабжения максимальные нагрузки определяют в соответствии с выражением:

$$P_{MIV} = \sum_{i=1}^n K_{ui} P_{номi} + \sum_{i=1}^m P_{MIIIi},$$

$$Q_{MIV} = \sum_{i=1}^n K_{ui} P_{номi} \tan \varphi + \sum_{i=1}^m Q_{MIIIi}.$$

где n - число электроприемников непосредственно подключенных к этому уровню электроснабжения (без учета потребителей с резкопеременной нагрузкой);

m - число цеховых трансформаторных подстанций, электроснабжение которых осуществляется от данного уровня.

Для потребителей с резкопеременной нагрузкой определение нагрузок производится на основе исследования графиков нагрузок.

На V уровне электроснабжения расчетные активные и реактивные нагрузки определяются по выражениям:

$$P_{MV} = K_{pm} (\sum_{i=1}^n K_{ui} P_{номi} + \sum_{i=1}^m P_{MIVi}),$$

$$Q_{MV} = Q_{\Sigma} - \Delta Q_T.$$

где K_{pm} - коэффициент разновременности максимума нагрузки,

Q_{Σ} - реактивная мощность, потребляемая из энергосистемы в часы максимума нагрузки;

ΔQ_T - потери реактивной мощности в трансформаторах.

Исходя из раздельной работы трансформаторов на предприятии потери реактивной мощности при двух трансформаторной подстанции:

$$\Delta Q_T \approx 2 \left(\frac{I_{x\%} S_{ном}}{100} + \frac{1}{2} * \frac{U_{k\%}}{100} S_{ном} \right),$$

где $S_{ном}$, $I_{x\%}$, $U_{k\%}$ — номинальная мощность, ток холостого хода в процентах, напряжение короткого замыкания в процентах планируемых к установке трансформаторов.

На VI уровне электроснабжения нагрузка выражается как

$$P_{MVI} = P_{MV} + \Delta P_T.$$

$$Q_{MVI} = Q_3.$$

где ΔP_T - потери мощности в трансформаторах.

Для двух отдельно работающих трансформаторов потери мощности:

$$\Delta P_T = 2 \left(\Delta P_x + \frac{\Delta P_k}{S_{ном}^2} * \frac{P_{MV}^2 + Q_{MV}^2}{4} \right),$$

где ΔP_x , ΔP_k - потери холостого хода и короткого замыкания соответственно.

Деление системы электроснабжения по напряжению до 1 кВ и выше традиционно. Теоретически и практически следует различать следующие уровни (ступени) системы электроснабжения:

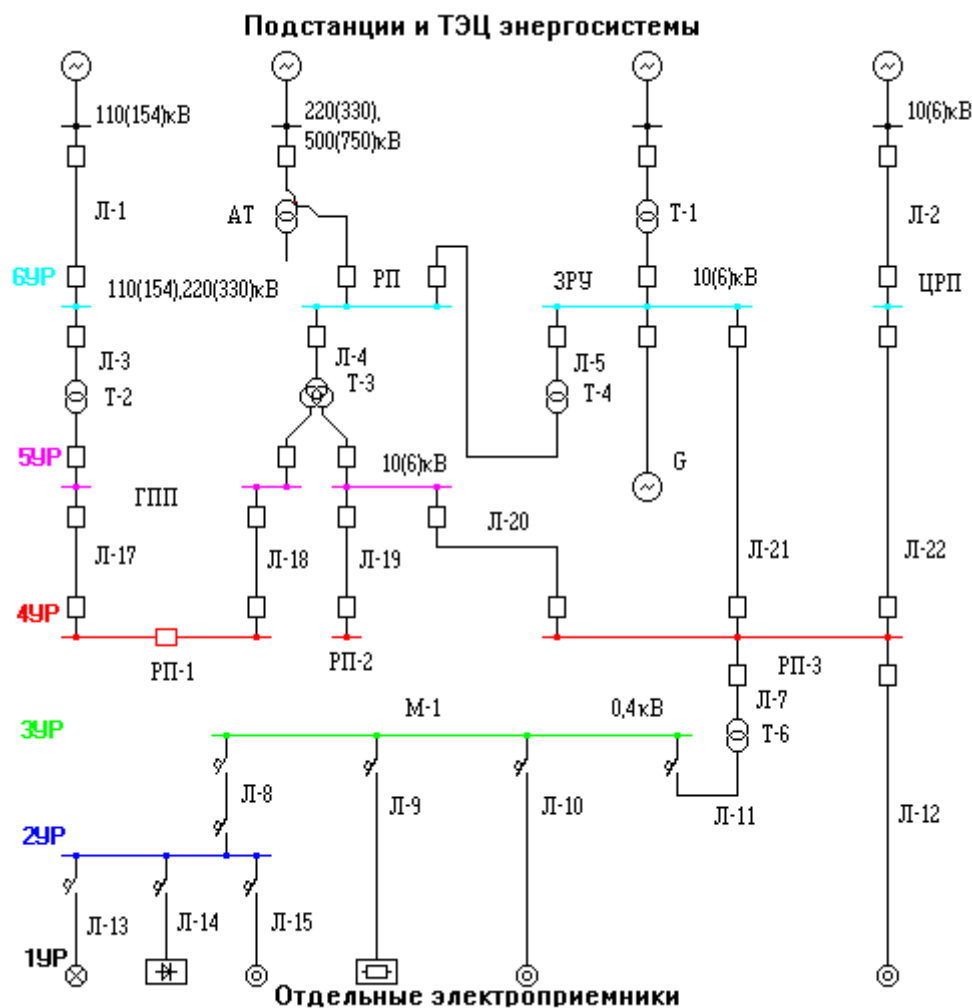
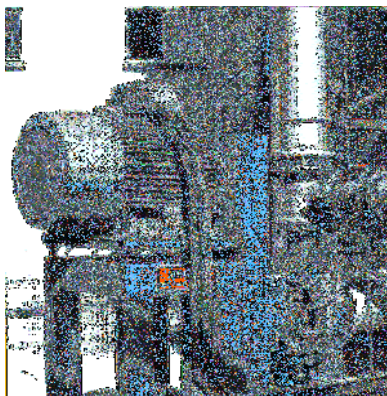
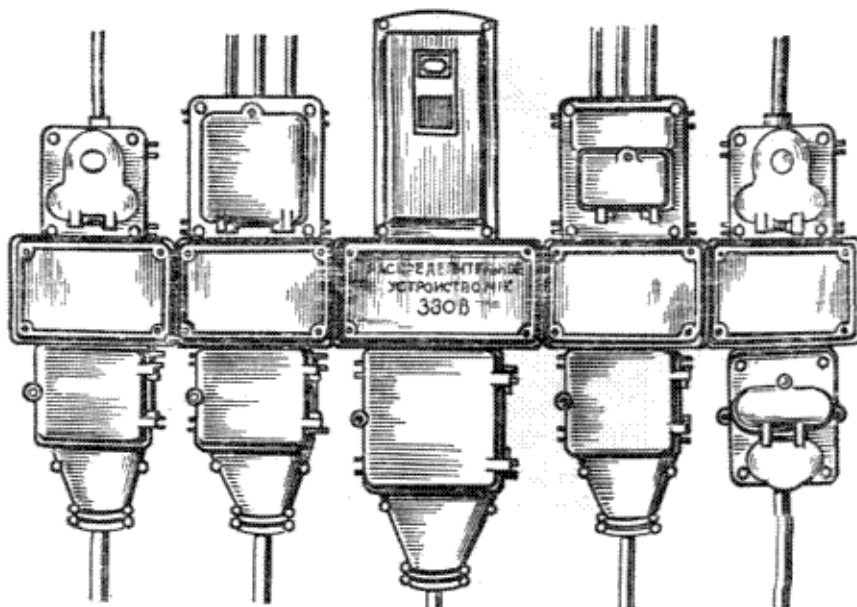


Рис.1.1.Уровни системы электроснабжения



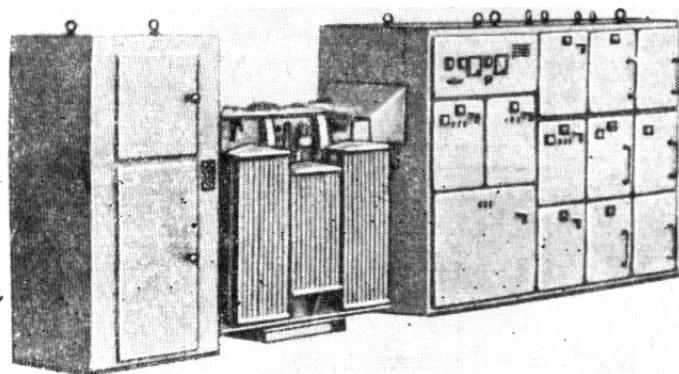
Отдельный электроприемник.

Агрегат (станок) с многодвигательным приводом или другой группой электроприемников, связанных технологически или территориально и образующих единое изделие с определенной (документально обозначенной заводом-изготовителем) паспортной мощностью, - **первый уровень**, питающийся по одной линии, **1УР**.



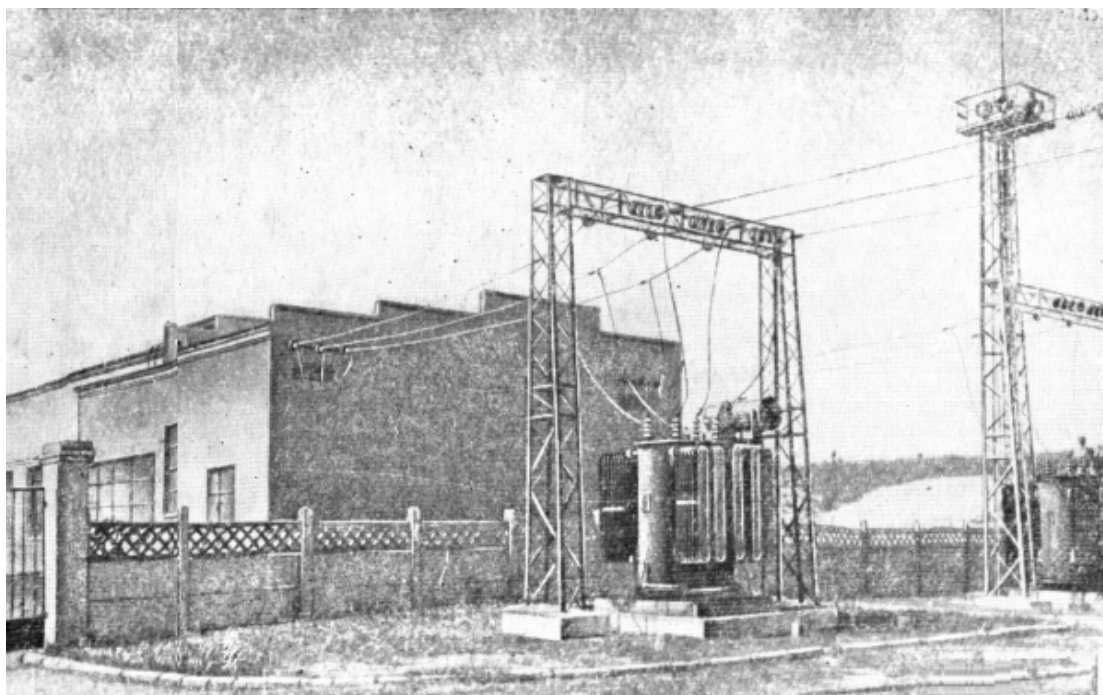
Щиты распределительные напряжением до 1 кВ переменного тока и до 1,5 кВ постоянного тока, щиты управления, шкафы силовые, вводно-распределительные, шинные выводы, сборки, магистрали - **второй уровень, 2УР**;

щит низкого напряжения трансформаторной подстанции 10(6)/0,4 кВ или сам трансформатор (при рассмотрении следующего уровня - загрузка трансформатора с учетом потерь в нем) - **третий уровень, 3УР**;



Шины распределительные подстанции РП 10(6) кВ (при рассмотрении следующего уровня - загрузка РП в целом) - четвертый уровень, 4УР;

Шины главной понизительной подстанции, подстанции глубокого ввода - пятый уровень, 5УР;



Граница раздела предприятия и энергосистемы - шестой уровень, 6УР
[заявляемый (договорной), лимитируемый, контролируемый и отчетный уровень].

В общем случае 6УР - уровень потребителя электроэнергии - это в целом предприятие, организация, территориально обособленный цех, строительная площадка. Уровень, называемый заводским электроснабжением, интегрирует нагрузки ГПП, ПГВ, ОП, ЦРП и распределительных устройств заводских ТЭЦ.

С системой внешнего электроснабжения 6УР связан линиями электропередачи, которые присоединены к источникам питания энергосистемы: районным и узловым подстанциям энергосистемы; ГРУ и РУ ТЭЦ, ГРЭС, ТЭС, ГЭС, АЭС; ГПП энергосистем, находящимся на территории предприятия. Сейчас эти внешние источники питания имеют номинальное напряжение от 6 до 750 кВ.

Распределительные подстанции 4УР получают электроэнергию от ГПП или ТЭЦ на напряжении 10(6) кВ и предназначены для приема и распределения между цеховыми ТП и отдельными электроприемниками высокого напряжения (электродвигатели, преобразователи, электропечи).

5УР и 4УР относят к внецеховому электроснабжению, сети называют межцеховыми (магистральными), а напряжение - распределительным. От 5УР осуществляется электроснабжение крупного цеха или района (район конвертерного цеха, район ремонтных цехов и др.), от 4УР питаются цеха, отдельные здания и сооружения.

Цеховые ТП предназначены для преобразования электроэнергии напряжением 10(6) кВ в напряжение 220/380, 660 В и питания на этом напряжении цеховых электрических сетей. К цеховым электрическим сетям 220/380 и 660 В присоединено большинство электроприемников промышленных предприятий.

5.6. ПИКОВЫЕ НАГРУЗКИ

Пиковый ток группы электроприемников, работающих при отстающем токе, можно определить по формуле:

$$I_n = I_{nmax} + (I_M - K_u I_{номmax}),$$

где I_{nmax} - максимальный пусковой ток двигателя в группе;

I_M - максимальный (расчетный) ток нагрузки всех электроприемников;

$I_{номmax}$ - номинальный ток (приведенный к ПВ = 100%) двигателя с максимальным пусковым током.

Максимальным пиковым током одного электроприемника может быть:

1. пусковой ток электродвигателей;
2. пиковый ток печных или сварочных трансформаторов (без приведения к ПВ = 100%);

3. пиковая мощность отдельно работающих машин контактной сварки.

При самозапуске электродвигателей в качестве пускового принимается пусковой ток всех участвующих в самозапуске двигателей.

При наличии электроприемников с ударными нагрузками пиковый ток определяется специальным расчетом.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. С какой целью ведется расчёт электрических нагрузок?
2. Перечислите методы расчёта электрических нагрузок.
3. Назовите и охарактеризуйте показатели нагрузок.
4. Назовите и охарактеризуйте каждый уровень
5. Что такое T_{\max} ?
6. Что такое ПВ ?
7. Что такое пиковые нагрузки?
8. Что собой представляет график нагрузки?

ТЕМА 6: КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

6.1. СОСТАВЛЯЮЩИЕ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Для трехфазной электрической сети, имеющей напряжение $u = U_m \sin \theta$ и сдвинутый на угол φ относительно напряжения $i = I_m \sin(\theta - \varphi)$, мгновенная мощность одной фазы определится как

$$S = ui = U_m I_m \sin \theta \sin(\theta - \varphi) = \frac{1}{2} U_m I_m [\cos \varphi - \cos(2\theta - \varphi)] = \\ = \frac{1}{2} U_m I_m \cos \varphi - \frac{1}{2} U_m I_m \cos(2\theta - \varphi),$$

где θ - угол, $\theta = \omega t$.

Первая составляющая мгновенной мощности является постоянной величиной и представляет собой активную мощность, так как по определению

$$P = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} u i d\theta = \frac{1}{2} U_m I_m \cos \varphi.$$

Вторая составляющая является гармонически изменяющейся величиной двойной частоты.

Проинтегрируем выражение мгновенной мощности в течении периода времени переменного тока и определим общее количество энергии которое вырабатывается источником:

$$W = \int_0^{2\pi} u i d\theta = 2\pi P.$$

Следовательно, выработка электроэнергии и последующая ее передача потребителям связана с первой составляющей мгновенной мощности, т. е. с активной мощностью, которая требует первичного расхода энергоносителя на электростанциях.

Вторая составляющая мгновенной мощности в сети переменного тока определяет периодический обмен энергии между генератором и потребителем с двойной частотой. Она связана с наличием в сети индуктивных и емкостных элементов. Энергия этой колебательной составляющей равная нулю и не требует затрат энергоносителя.

Проведем дальнейшее преобразование выражения мгновенной мощности, учитывая, что $\cos(2\theta - \varphi) = \cos 2\theta \cos \varphi - \sin 2\theta \sin \varphi$:

$$S = \frac{U_m I_m}{2} \cos \varphi (1 - \cos 2\theta) - \frac{U_m I_m}{2} \sin \varphi \sin 2\theta$$

$$= UI \cos \varphi (1 - \cos 2\theta) - UI \sin \varphi \sin 2\theta = P (1 - \cos 2\theta) - Q \sin 2\theta$$

где $P = UI \cos \varphi$ - активная мощность; $Q = UI \sin \varphi$ - реактивная мощность.

Отстающий или опережающий ток приводит к изменению знака $\sin \varphi$ и соответственно к изменению направления потока реактивной мощности, что является условным из-за периодического характера обмена.

Для индуктивности $\varphi = \frac{\pi}{2}$, а для емкости $\varphi = -\frac{\pi}{2}$.

Мгновенная мощность:

$$S = \pm Q \sin 2\theta$$

при этом $P = 0$, $S = Q = UI$.

Таким образом, индуктивность можно рассматривать как потребитель, а емкость как генератор реактивной энергии.

Для электрической сети требуется равенство генерации и потребления активной и реактивной мощности. Основным показателем поддержания баланса мощности в каждый момент времени является частота переменного тока - общесистемный критерий. Основным нормативным показателем поддержания баланса реактивной мощности является уровень напряжения - местный критерий. Для поддержания уровня напряжения в допустимых пределах в отличие от баланса активной мощности баланс реактивной мощности необходимо обеспечивать не только в целом в энергосистеме, но и у потребителей энергии. Кроме того, передача реактивной мощности от энергосистемы может быть экономически нецелесообразной - приводить к дополнительным потерям энергии. Для обеспечения баланса реактивной мощности в электрической сети устанавливают компенсирующие устройства.

При проектировании промышленных предприятий определяют тип и место подключения компенсирующих устройств, определяют мощность компенсирующего устройства, решаются вопросы регулирования мощности компенсирующих устройств.

6.2. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТЯХ

Выбор типа, мощности, места установки и режима работы компенсирующих устройств должен обеспечивать наибольшую

экономичность при соблюдении технических требований. Компенсирующие устройства выбирают одновременно со всеми элементами сетей. Выполнение технических требований должно обеспечивать:

1. Баланс реактивной мощности на границе раздела сетей энергосистемы и промышленного предприятия, в частности в часы максимума нагрузок;
2. Допустимые уровни напряжений в узлах сети и у приемников электрической энергии;
3. Допустимые нагрузки всех элементов сети;
4. Допустимые режимы работы источников реактивной мощности;
5. Статическую устойчивость работы сетей и электроприемников.

При выборе средств компенсации следует учитывать, что наибольший экономический эффект достигается при их размещении в непосредственной близости от электроприемников потребляющих реактивную мощность.

Оптимальное решение задачи компенсации реактивной мощности получают из расчета режимов всей системы электроснабжения промышленного предприятия. Критерием экономичности является минимум приведенных затрат:

$$Z = E_n K + И,$$

где K - капитальные вложения в устройства компенсации реактивной мощности, руб.;

E_n - нормативный коэффициент капиталовложений, для расчетов в электроэнергетики $E_n = 0,12/\text{год}$;

$И$ - годовые эксплуатационные расходы, включая издержки вызванные потерями электрической энергии, руб.

При технико-экономических расчетах сравнения вариантов компенсации реактивной мощности необходимо учитывать:

1. Затраты на установку компенсирующих устройств и дополнительного оборудования;
2. Снижение стоимости трансформаторных подстанций и сетей, обусловленные снижением нагрузок;
3. Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях.

При решении задачи компенсации реактивной мощности могут использоваться различные методы оптимизации.

6.3. ИСТОЧНИКИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Для компенсации реактивной мощности, потребляемой электроустановками промышленного предприятия, используют генераторы электростанции и синхронные электродвигатели, а так же специальные компенсирующие устройства - синхронные компенсаторы, батареи конденсаторов и специальные статические источники компенсации реактивной мощности.

Синхронные электродвигатели являются эффективным средством компенсации реактивной мощности. Они могут работать в режиме генерации реактивной мощности (при перевозбуждении) и в режим потребления (при недовозбуждении). Изменение генерируемой или потребляемой реактивной мощности электродвигателя осуществляют регулированием его возбуждения.

Синхронные электродвигатели изготавливают обычно с коэффициентом мощности 0,9 при опережающем токе. Наибольший верхний предел возбуждения синхронного двигателя определяется температурой нагрева обмотки ротора с выдержкой достаточной для форсировки возбуждения при кратковременных снижениях напряжения.

Максимальная генерируемая реактивная мощность

$$Q_{\text{сдmax}} = K_{\text{прм}} \frac{P_{\text{ном}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{ном}}}{\eta}$$

где $P_{\text{ном}}$ - номинальная активная мощность;

$\operatorname{tg} \varphi_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности;

η - КПД; $K_{\text{прм}}$ - коэффициент допустимой перегрузки по реактивной мощности.

Коэффициент перегрузки по реактивной мощности определяется в зависимости от загрузки электродвигателя активной мощностью и от подводимого напряжения. Коэффициент определяется по справочным данным.

Основным критерием выбора рационального режима возбуждения синхронного двигателя являются дополнительные потери активной мощности на генерацию реактивной мощности

$$\Delta P_Q = K_{1\text{сд}} \frac{Q_{\text{сд}}}{Q_{\text{ном}}} + K_{2\text{сд}} \left(\frac{Q_{\text{сд}}}{Q_{\text{ном}}} \right)^2,$$

где $K_{1\text{сд}}$, $K_{2\text{сд}}$ - коэффициенты, зависящие от параметров электродвигателя;

$Q_{\text{сд}}$ - реактивная мощность генерируемая синхронным двигателем;

$Q_{ном}$ - номинальная реактивная мощность электродвигателя;

$Q_{СД}/Q_{ном}$ - коэффициент загрузки по реактивной мощности.

Значения $K_{хсд}$ и $K_{1сд}$ приведены в справочниках.

Номинальная реактивная мощность электродвигателя определяется как

$$Q_{ном} = \frac{P_{ном}}{\eta} \operatorname{tg} \varphi_{ном}$$

где $\operatorname{tg} \varphi = 0,483$, что соответствует $\cos \varphi_{ном} = 0,9$.

Потери активной мощности на генерацию 1кВар реактивной мощности тем выше, чем меньше мощность и частота вращения синхронного электродвигателя. Эти потери могут составить значительную величину. В таких условиях может оказаться экономически выгодным применение конденсаторных батарей в качестве компенсирующих устройств, при работе синхронных электродвигателей в режиме возбуждения $\cos \varphi = 1$.

Приведенные затраты на генерацию реактивной мощности синхронным двигателем:

$$З_{сд} = \Delta P_Q \gamma = \Delta P_Q C_{э} T_r,$$

где γ - стоимость 1кВт годовых потерь, руб.;

$C_{э}$ - себестоимость электроэнергии потребляемой предприятием руб./кВтч;

T_r - годовое число часов работы.

Так как синхронные двигатели установлены для выполнения технологических операций то приведенные затраты являются полными.

Достоинством использования синхронных электродвигателей является возможность плавного и автоматического регулирования генерируемой реактивной мощности.

Синхронные компенсаторы являются синхронными электродвигателями с облегченной конструкцией без нагрузки на валу. В отличие от синхронных электродвигателей компенсаторы имеют меньшие потери активной мощности на генерацию 1кВар реактивной мощности.

Приведенные затраты на генерацию реактивной мощности синхронным компенсатором:

$$З_{ск} = E_n K + И + \gamma \Delta P_x \frac{Q}{Q_{ном}} + \gamma \Delta P_k \left(\frac{Q}{Q_{ном}} \right)^2$$

где K - стоимость установки синхронного компенсатора с учетом устройств релейной защиты и автоматики, руб.;

E_n - нормативный коэффициент капиталовложений, для расчетов в электроэнергетики $E_n = 0,12/\text{год}$;

I - амортизационные отчисления и издержки на эксплуатацию электроустановки, руб.;

ΔP_x и ΔP_k - потери холостого хода и короткого замыкания, кВт;

γ - стоимость 1кВт годовых потерь, руб. ;

Q и $Q_{ном}$ - соответственно генерируемая и номинальная реактивная мощность компенсатора, кВар.

Синхронные компенсаторы применяют крайне редко на промышленных предприятиях.

Источниками реактивной мощности могут быть конденсаторные батареи. Конденсаторные батареи выпускаются регулируемые и нерегулируемые на напряжение до 1кВ и выше. Конденсаторные батареи по сравнению с другими источниками реактивной мощности обладают малыми потерями активной энергии на генерацию реактивной мощности, простотой эксплуатации. К недостаткам батарей конденсаторов относят зависимость генерируемой мощности от напряжения, чувствительность к искажениям напряжения, недостаточную прочность в особенности к действию токов короткого замыкания.

Генерируемая реактивная мощность конденсаторными батареями:

$$Q_{БК} = \left(\frac{U_{отн}}{U_{БКотн}} \right)^2 Q_{ном},$$

где $U_{отн}$ - относительное напряжение сети в месте подключения батареи конденсаторов;

$U_{БКотн}$ - отношение номинального напряжения конденсаторов к номинальному напряжению сети;

$Q_{ном}$ - номинальная реактивная мощность батареи конденсаторов, МВар.

Приведенные затраты на генерацию реактивной мощности батареями конденсаторов:

$$Z_{БК} = E_n K + I + \gamma \Delta P_{БК} Q_{БК},$$

где K - стоимость установки батареи конденсаторов с учетом вводных и регулирующих устройств, руб.;

E_n - нормативный коэффициент капиталовложений, для расчетов в электроэнергетики $E_n = 0,12/\text{год}$;

I - амортизационные отчисления и издержки на эксплуатацию электроустановки, руб.; ΔP_{bk} - удельные потери в конденсаторах, кВт/МВар;

γ – стоимость 1кВт годовых потерь, руб.;

Q_{bk} - генерируемая реактивная мощность батареями конденсаторов, МВар.

Ориентировочные значения удельных потерь в конденсаторах для напряжений до 1кВ - 4,5кВт/МВар, и 6-10кВ - 2,5кВт/МВар.

Компенсация реактивной мощности конденсаторными батареями может быть индивидуальной, групповой и централизованной. При индивидуальной установке конденсаторная батарея присоединяется наглухо к зажимам электроприемника. Данный способ подключения обладает одним существенным недостатком - плохим использованием конденсаторов, так как с отключением электроустановки отключается и компенсирующее устройство.

Индивидуальный способ подключения используется крайне редко. Наиболее широко используется групповой и централизованный метод подключения. При групповой установке компенсирующих устройств конденсаторы подключаются к распределительным пунктам сети. При централизованной установке батареи конденсаторов присоединяются к шинам распределительного устройства на низкой стороне трансформаторной подстанции предприятия.

При наличии электроприемников с резкопеременной нагрузкой применяют статические компенсирующие устройства, такие как статические тиристорные компенсаторы. Основными элементами статических компенсирующих устройств являются конденсатор и дроссель - накопитель энергии и вентили (терристоры), обеспечивающие ее быстрое преобразование в соответствии с изменениями реактивной мощности нагрузки.

Основные достоинства этих устройств - высокое быстродействие, надежность работы и малые потери мощности. Недостатком является установка дополнительных устройств регулирования.

6.4. РЕГУЛИРОВАНИЕ МОЩНОСТИ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Многие промышленные предприятия в течение суток имеют неравномерный график активных и реактивных нагрузок. В связи с этим изменяется и потребность в реактивной мощности. Для обеспечения наиболее экономичных режимов систем электроснабжения бывает целесообразно использование устройств регулирования мощности компенсирующих устройств. При использовании в качестве компенсирующих устройств синхронных электродвигателей и компенсаторов управление осуществляется за счет плавного регулирования возбуждения. Регулирование генерируемой мощности батарей конденсаторов осуществляется за счет деления батарей на секции - ступени регулирования.

В качестве переменных регулирования используют: напряжения, ток нагрузки, реактивную мощность, время.

Наиболее простым является регулирование по времени. Суточный режим работы системы электроснабжения должен быть предварительно изучен. В соответствии с проведенным анализом задается время включения и отключения, изменение генерации компенсирующих устройств.

Для одновременного регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности используют регуляторы по напряжению. Регулирование по току применяют для электроприемников имеющих резкопеременный график потребления реактивной мощности.

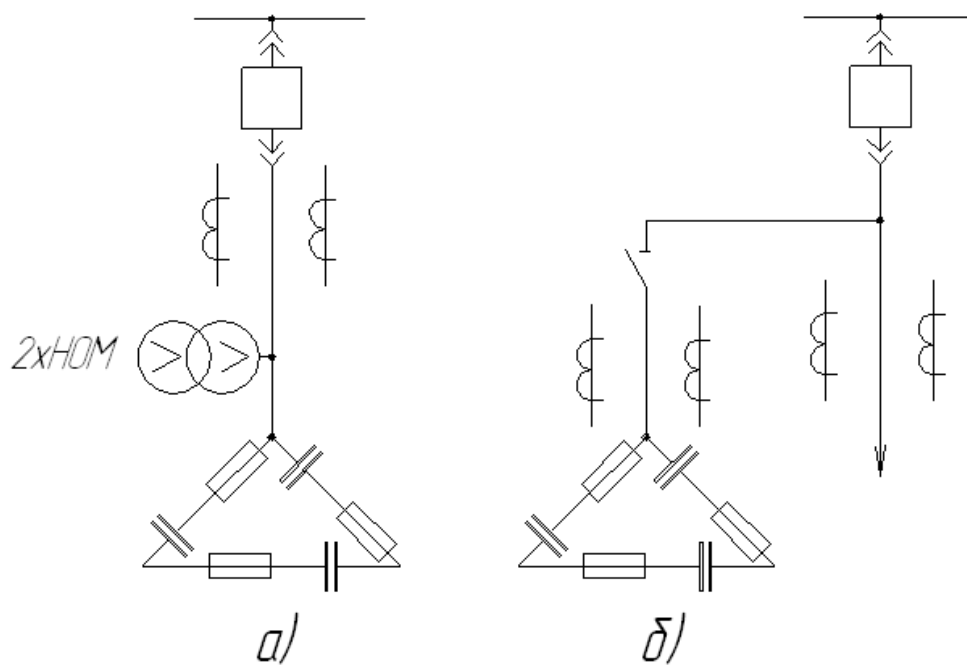


Рис. 6.4.1. Присоединение конденсаторных батарей на напряжении 6—10 кВ. *а* — к сборным шинам через выключатель; *б* — через общий выключатель с трансформатором или электродвигателем.

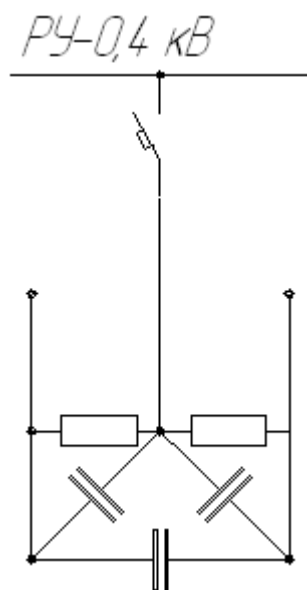


Рис. 6.4.2. Присоединение конденсаторных батарей на напряжение 0,38—0,66 кВ через автомат.

При включении конденсаторной батареи возникают кратковременные броски тока, величина которых значительно превышает номинальный ток батареи. Коммутационные аппараты должны быть рассчитаны на эти броски тока. Величина броска тока зависит от мощности батареи и параметров сети, в которую она включается. Бросок тока будет тем больше, чем выше ток короткого замыкания в данной точке сети.

При включении батареи или ее секции на параллельную работу с уже работающими другими батареями или секциями бросок тока получается значительно большим, чем при включении отдельной обособленной батареи, так как при этом уже работающие батареи разряжаются на вновь включаемую батарею, а это вызывает колебание в контуре, состоящем из индуктивности ошиновки между батареями и из включенных последовательно емкостей вновь включаемых и работающих батарей или секций.

При параллельном включении конденсаторных батарей броски тока колеблются в очень больших пределах: от 20 до 250 раз больше тока батареи при нормальном режиме. В большинстве случаев даже для очень мощных конденсаторных батарей бросок тока оказывается меньше допустимого тока отключения короткого замыкания выключателя, установленного в данной точке сети и лишь в редких случаях превышает его. Если для защиты конденсаторной батареи предусматриваются предохранители, то их плавкие вставки выбираются по формуле

$$1.6 \cdot n \frac{Q_k}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{л}}} \geq I_{\text{вст}}$$

где $I_{\text{вст}}$ — ток плавкой вставки, А;

n — количество конденсаторов в батарее (во всех фазах), шт;

Q_k — номинальная мощность одного однофазного конденсатора, кВар;

$U_{\text{л}}$ — линейное напряжение, кВ.

Для быстрого разряда конденсаторных батарей тотчас же после их отключения предусматриваются специальные индуктивные или активные сопротивления, подключенные параллельно конденсаторам, которые называются разрядными. Без этих сопротивлений остающееся на зажимах отключенной батареи напряжение будет опасно для обслуживающего персонала, так как естественный саморазряд конденсаторов до безопасного напряжения 65 В происходит очень медленно. Кроме того, при обратном включении в сеть не разрядившегося конденсатора может получиться большой бросок тока,

значительно превышающий ток включения полностью разряженного конденсатора. Величина разрядного сопротивления определяется по формуле

$$R = 15 \cdot \frac{U_{\phi}^2}{Q} \cdot 10^6 \text{ Ом}$$

где R — разрядное сопротивление, Ом;

U_{ϕ} — фазное напряжение сети, кВ;

Q — мощность конденсаторной батареи, кВар.

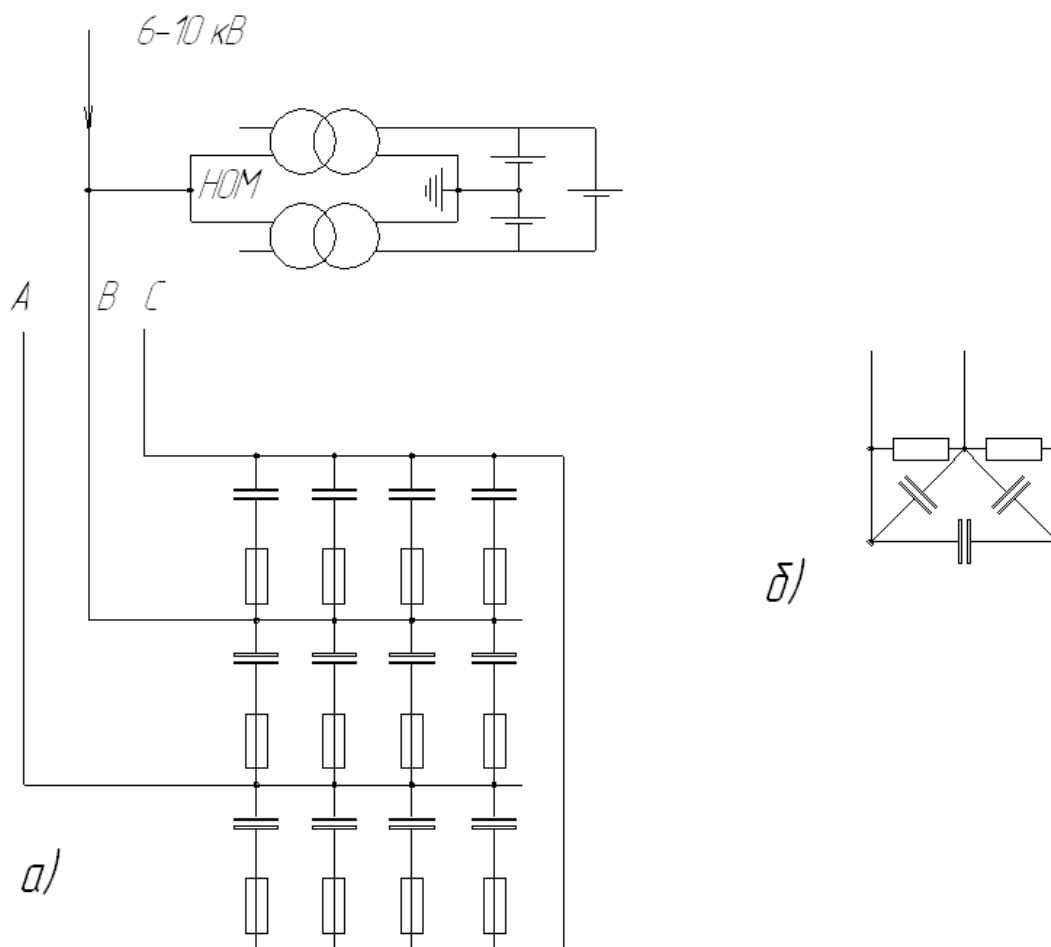


Рис. 6.4.3. Схемы разряда конденсаторной батареи.

а — при напряжении 6—10 кВ; б — при напряжении 380—220 В.

Потери активной мощности в разрядном сопротивлении при номинальном напряжении не должны быть более 1 Вт/кВар. Разрядные сопротивления в трехфазных конденсаторных батареях можно соединить треугольником, открытым треугольником, звездой. Первая схема наиболее надежна, так как при обрыве одной фазы она превращается в открытый треугольник и, следовательно, сохраняется возможность разряда всех трех фаз

конденсаторной батареи, что не имеет место при других схемах. Однако в конденсаторных установках на напряжение 6—10 кВ применяют обычно два трансформатора напряжения, соединенные открытым треугольником (рис. 6.4.3, а), во избежание образования колебательного контура, увеличивающего перенапряжение при включении батареи.

Для контроля целостности цепи разряда применяются неоновые лампы, включенные во вторичные обмотки трансформаторов напряжения. К этим же обмоткам присоединяются измерительные приборы и реле.

Для разряда батарей 380 В применяются разрядные сопротивления (рис. 6.4.3, б). На каждой секции батареи предусматриваются отдельные разрядные сопротивления. Если батареи присоединены под общий выключатель с двигателем или трансформатором, то разряд происходит на их обмотки и отдельных разрядных сопротивлений не требуется.

В цепи между конденсаторной батареей напряжением выше 1 000 В и разрядными сопротивлениями не ставится никаких коммутационных аппаратов и трансформаторы напряжения, служащие для разряда батареи, не имеют предохранителей. Оперирование разъединителем 1, включенным на ответвлении к батарее, присоединенной через общий выключатель с двигателем или трансформатором (рис. 6.4.1), разрешается только при снятом напряжении, т. е. после предварительного кратковременного отключения выключателя.

Для конденсаторных установок напряжением до 1000 В рекомендуются схемы без постоянно включенных разрядных сопротивлений с автоматическим присоединением последних в момент отключения конденсаторов. Это делается во избежание потерь электроэнергии в постоянно включенных сопротивлениях.

Для наиболее экономичной работы конденсаторных электроустановок применяется регулирование отдаваемой ими в сеть реактивной мощности. Это позволяет уменьшить потери энергии в сетях, а также является одним из средств для регулирования напряжения в системе электроснабжения, так как при включении конденсаторной мощности $Q_{к.у}$ напряжение в данной точке сети будет повышаться на величину ΔU , а при отключении — понижаться на эту величину, т. е. будет происходить изменение напряжения в пределах

$$\pm \Delta U = \frac{Q_{к.у} \cdot x}{U} \cdot 10^{-3} \text{ кВ}$$

или

$$\pm \Delta U = \frac{Q_{к.в.} \cdot x}{10 \cdot U^2} \%$$

где U — междуфазное напряжение, кВ;

x — реактивное сопротивление сети от данной точки до источника питания.

Благодаря этому улучшается общий режим работы системы электроснабжения. Регулирование может быть автоматическое или ручное (диспетчерское) с использованием средств телемеханики или телефонной связи. Число и мощность ступеней регулирования и последовательность включения и отключения отдельных секций зависит от графика нагрузки предприятия и от заданий энергетической системы. В большинстве случаев достаточно разделить конденсаторную батарею на две-три секции одинаковой мощности. Это упрощает и удешевляет схему регулирования и повышает ее надежность.

Если же секции принять разной мощности, то уже при двух секциях можно получить трехступенчатое регулирование, при этом наиболее целесообразно выбирать мощности разных секций, отличающиеся в геометрической прогрессии 100 : 200 : 400 : 800 кВар и т. д. Разделение на секции различной мощности дает больше ступеней регулирования, чем при секциях одинаковой мощности, но требует значительно большего числа операций при регулировании и увеличивает износ коммутационных аппаратов, а при автоматическом регулировании усложняется схема регулирования.

Практика показала, что почти во всех случаях "достаточно не более трех ступеней регулирования при трех секциях одинаковой мощности. На предприятиях, где нагрузки двух дневных смен мало отличаются друг от друга и снижение происходит только в третью (ночную) смену, обычно бывает достаточно двух секций; это упрощает все устройство.

Автоматическое регулирование мощности конденсаторных батарей производится по времени суток, по напряжению, по току нагрузки, по напряжению с коррекцией по току, по направлению реактивной мощности, по схеме с. ограничителем реактивной мощности, по комбинированным схемам в зависимости от нескольких факторов (например, по направлению мощности, напряжению и времени суток). В большинстве случаев можно рекомендовать схемы автоматического регулирования по времени суток или по напряжению.

На рис. 6.4.4 приведен пример суточного графика реактивной мощности при регулировании по напряжению. Конденсаторная установка автоматически Включается, когда напряжение становится ниже номинального и отключается,

когда оно вновь станет выше номинального. В результате такого регулирования напряжение не выходит за нормированные пределы $\pm 5\%$.

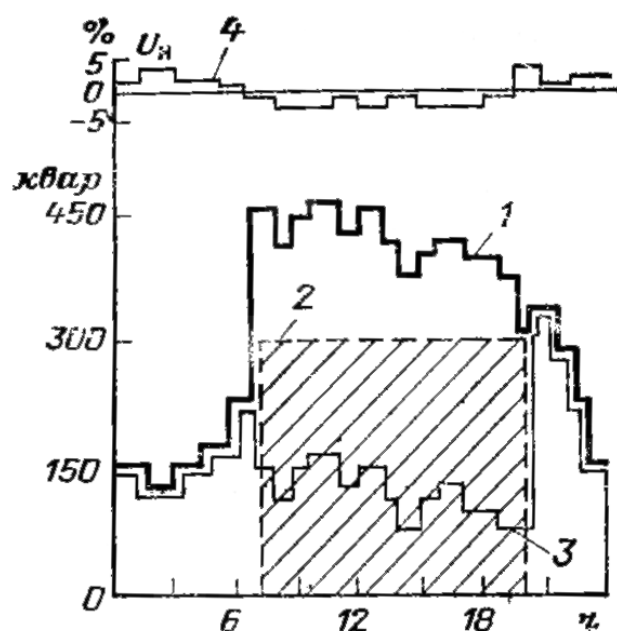


Рис. 6.4.4. Суточный график при регулировании конденсаторных установок по напряжению.

1 — потребляемая реактивная мощность; 2 — компенсируемая реактивная мощность; 3 — реактивная мощность после компенсации; 4 — изменение напряжения.

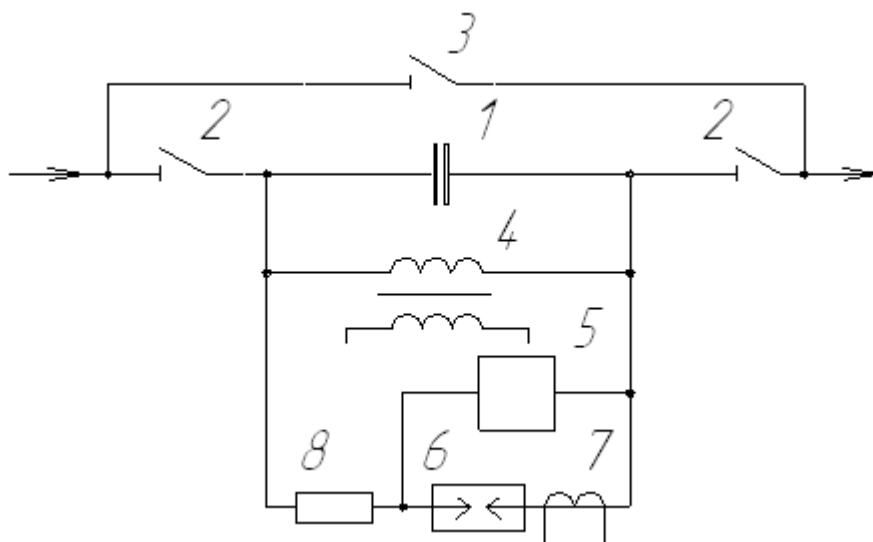


Рис. 6.4.5. Схема включения батареи конденсаторов ПК.

1 — батарея; 2 и 3 — разъединители; 4 — трансформатор напряжения; 5 — выключатель; 6 — разрядник; 7 — трансформатор тока; 8 — сопротивление.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. Что такое компенсация реактивной мощности? Назначение.
2. Назовите источники реактивной мощности.
3. Перечислите виды естественной компенсации.
4. Перечислите виды искусственной компенсации.
5. Как определить мощность компенсирующего устройства?
6. Почему компенсирующего устройства соединяются по схеме «треугольник»?
7. Как регулируется мощность компенсирующего устройства ?

ТЕМА 7: ВЫБОР МЕСТА РАСПОЛОЖЕНИЯ ПИТАЮЩИХ ПОДСТАНЦИЙ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

7.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ВЫБОРЕ МЕСТА ПОЛОЖЕНИЯ ПИТАЮЩИХ ПОДСТАНЦИЙ

Подстанции (ГПП, УРП, ПГВ, цеховые КТП) и распределительные устройства (РП, ЩСУ) являются одним из основных звеньев системы электроснабжения промышленного предприятия. Оптимальное размещение подстанций на территории промышленного предприятия и распределительных устройств в цехах является важнейшей задачей при построении рациональных систем электроснабжения.

При проектировании систем электроснабжения предприятия разрабатывается генеральный план проектируемого объекта, на который наносится производственные цехи. Расположение цехов определяется технологическим процессом производства. На генеральном плане указываются установленные или расчетные мощности всего предприятия. Размещение всех подстанций и распределительных устройств должно соответствовать наиболее рациональному сочетанию капитальных затрат на сооружение системы электроснабжения и эксплуатационных расходов.

Для определения места положения подстанций при проектировании систем электроснабжения на генеральный план промышленного предприятия наносится картограмма нагрузок.

7.2. КАРТОГРАММА НАГРУЗОК

Картограмма нагрузок предприятия представляет собой размещенные по генеральному плану окружности, причем площади, ограниченные этими окружностями, в выбранном масштабе равны расчетным нагрузкам цехов. Для каждого цеха наносится своя окружность, центр которой совпадает с центром нагрузок цеха. Центр нагрузок цеха или предприятия является символическим центром потребления электрической энергии цеха (предприятия).

ГПП и цеховые подстанции следует располагать как можно ближе к центру нагрузок, так как это позволяет приблизить высокое напряжение к центру потребления электрической энергии и значительно сократить протяженность, как распределительных сетей высокого напряжения

предприятия, так и цеховых электрических сетей низкого напряжения, уменьшить расход проводникового материала и снизить потери электрической энергии.

Картограмма электрических нагрузок позволяет проектировщику наглядно представить распределение нагрузок на территории промышленного предприятия. Картограмма нагрузок состоит из окружностей, площадь которых πr_i^2 в выбранном масштабе m (кВт/мм²) равна расчетной нагрузке соответствующего цеха P_i :

$$P_i = \pi r_i^2 m \quad (1)$$

Масштаб определяется из условия:

$$m = \frac{P_{\text{нм}}}{\pi r_{\text{нм}}^2} \quad (2)$$

где $P_{\text{нм}}$ - наименьшая мощность цеха;

$r_{\text{нм}}$ - наименьший визуально воспринимаемый на генплане радиус нагрузок.

Радиус окружностей определяется выражением:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi m}} \quad (3)$$

Каждый круг может быть разделен на секторы, соответствующие высоковольтной и низковольтной нагрузкам переменного тока и нагрузке постоянного тока. Разделение может так же производиться на силовую и осветительную нагрузку. В этом случае картограмма дает представление не только о значении нагрузок, но и об их структуре. Определение секторов при ранжировании электрических нагрузок:

$$\alpha_j = \frac{380 P_j}{P} \quad (4)$$

где P_j - выделенная нагрузка цеха;

P - нагрузка цеха.

Картограмма может быть построена не только для активной нагрузки, но и для реактивной. Картограмма реактивных нагрузок позволяет находить центры потребления реактивной мощности, что позволяет выбрать рациональные места установки устройств компенсации реактивной мощности. Неправильный выбор места установки компенсирующих устройств вызывает перемещение потоков реактивной мощности по элементам системы, что приводит к увеличению

сечений токоведущих частей сетей, мощности силовых трансформаторов и вызывает дополнительные потери электроэнергии.

Картограммы активной и реактивной мощности строятся на различных генпланах предприятия.

7.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВНОГО ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

В настоящее время имеется ряд математических методов, позволяющих аналитическим путем определить центр электрических нагрузок (ЦЭН) как группы потребителей, так и всего промышленного предприятия. Первый метод использует некоторые положения теоретической механики связанные с определением центра масс детали. Проведя аналогию между массами и электрическими нагрузками цехов P_i , координаты центра нагрузок предприятия можно определить в соответствии со следующими формулами:

$$x = \frac{\sum_{i=1}^n P_i x_i}{\sum_{i=1}^n P_i} ; \quad y = \frac{\sum_{i=1}^n P_i y_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (5)$$

где x_i, y_i - координаты центров нагрузок цехов.

Если считать, что нагрузки цеха распределены равномерно по площади цеха, то центр нагрузок цеха можно принять совпадающим с центром тяжести фигуры, изображающей цех в плане. Если учитывать действительно распределение нагрузок в цехе, центр нагрузок уже не будет совпадать с центром тяжести фигуры цеха в плане. Нахождение центра нагрузок цеха сведется к определению по формулам (5) центра тяжести нагрузок потребителей цеха.

Наличие многоэтажных зданий цехов обуславливает учет в расчетах третьей координаты.

Метод простой, наглядный, легко реализуемый, но не точный. Второй метод является разновидностью первого, учитывает не только электрические нагрузки потребителей энергии, но и продолжительность T_i работы этих потребителей в течении расчетного периода времени. Формулы определения ЦЭН записываются следующим образом:

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i x_i T_i}{\sum_{i=1}^n P_i T_i} ; \quad y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i y_i T_i}{\sum_{i=1}^n P_i T_i} \quad (6)$$

Третий метод, согласно которому рационально размещение подстанций и распределительных устройств должно соответствовать минимуму приведенных затрат. Метод довольно сложный, может учитывать реальную протяженность питающих линий. При решении поставленной задачи этим методом необходимо использовать различные методы оптимизации.

Найденный ЦЭН необходимо рассматривать как условный центр, так как его определение еще не решает до конца задачи выбора места расположения подстанции или распределительного устройства. Это объясняется следующими основными причинами:

1. случайными изменениями потребляемой отдельным электроприемником, цехом, предприятием мощности;
2. развитием предприятия: модернизацией электрооборудования, автоматизация производственных процессов работающих цехов и ввод новых цехов.

В соответствии со сказанным выше координаты ЦЭН являются случайными величинами, которые могут с развитием предприятия измениться.

Размещение подстанций в ЦЭН порой невозможно по технологическим условиям: координаты ЦЭН указывают на объект предприятия; прохождение воздушной линии питающей подстанцию место возможного нахождения подстанции запрещено по условиям безопасности. В этом случае подстанцию размещают в месте наиболее близком к ЦЭН, удовлетворяющим перечисленным выше условиям.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. Что такое картограмма электрических нагрузок ?
2. С какой целью определяется ЦЭН ?
3. Почему теоретический ЦЭН не совпадает с реальным?

ТЕМА 8 : ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ ПО РАСЧЕТУ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

8.1. РАСЧЕТНЫЕ УСЛОВИЯ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ

8.1.1. ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ПО УСЛОВИЯМ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для электроустановок характерны четыре режима работы: нормальный, аварийный, послеаварийный и ремонтный. Электрооборудование выбирается по параметрам продолжительных режимов работы и проверяется по параметрам кратковременных режимов, определяющим из которых является режим короткого замыкания.

Замыканием называют всякое случайное или преднамеренное, не предусмотренной нормальным режимом работы электрическое соединение различных точек электроустановок между собой или с землей.

Короткое замыкание - замыкание, при котором токи в ветвях электроустановки, примыкающих к месту его возникновения, резко возрастают, превышая наибольший допустимый ток продолжительного режима.

По режиму КЗ электрооборудование проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а коммутационные аппараты - так же на коммутационную способность. В соответствии с ПУЭ допускается не проверять по режиму КЗ проводники и аппараты выше 1кВ, защищенные плавкими предохранителями, не зависимо от номинального тока - по термической стойкости, на номинальный ток до 60А - по динамической стойкости. Не проверяются проводники и аппараты выше 1кВ в цепях маломощных, неответственных потребителей, имеющих резервирование в электрической или технологической части. При этом должны быть исключены возможности взрыва или пожара. В электроустановках до 1кВ проверяются по режиму КЗ только распределительные щиты, токопроводы и силовые шкафы.

8.1.2. РАСЧЕТНЫЙ ВИД КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

При проверке электрических аппаратов и жестких проводников вместе с относящимися к ним поддерживающими и опорными конструкциями на электродинамическую стойкость расчетным видом КЗ является трехфазное КЗ.

При проверке гибких проводников на электродинамическую стойкость (тяжение, опасное сближение, схлестывание проводников) расчетным видом КЗ является двухфазное КЗ. Расчет на схлестывание должен производиться с учетом конструкции системы гибких проводников, значение тока КЗ и расчетной продолжительности режима КЗ.

При проверке проводников и электрических аппаратов на термическую стойкость расчетным видом КЗ в общем случае является трехфазное КЗ. При проверке на термическую стойкость проводников и аппаратов в цепях генераторного напряжения электростанций расчетным может быть также двухфазное или трехфазное КЗ, в зависимости от того, какое из них приводит к большему нагреву.

При проверке электрических аппаратов на коммутационную способность расчетным видом КЗ может быть трехфазное или однофазное КЗ (в сетях с большими токами замыкания на землю) в зависимости от того, при каком виде КЗ ток имеет наибольшее значение. Если для выключателей задается разная коммутационная способность при трехфазных и однофазных КЗ, то проверку следует производить отдельно по каждому виду КЗ.

При проверке чувствительности устройств релейной защиты расчетным видом является двухфазное КЗ.

8.1.3. РАСЧЕТНАЯ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

При проверке проводников и электрических аппаратов на термическую стойкость в качестве расчетной продолжительности КЗ следует принимать сумму времени действия токовой защиты (с учетом АПВ) ближайшего к месту КЗ выключателя и полного времени отключения этого выключателя. При наличии зоны нечувствительности у основной защиты - по сумме времени действия защиты, реагирующей на КЗ в указанной зоне, и полного времени отключения выключателя присоединений.

При проверке электрических аппаратов на коммутационную способность в качестве расчетной продолжительности КЗ следует принимать сумму минимально возможного времени действия релейной защиты данного присоединения и собственного времени отключения коммутационного аппарата.

При проверке кабелей на невозгораемость при КЗ в качестве расчетной продолжительности КЗ следует принимать сумму времени действия резервной защиты и полного времени отключения выключателя присоединения.

8.1.4. РАСЧЕТНАЯ ТОЧКА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

При проверке аппаратов и проводников расчетная точка КЗ находится непосредственно с одной или с другой стороны от рассматриваемого элемента электроустановки в зависимости от того, когда для него создаются наиболее тяжелые условия в режиме КЗ. Со случаями двойных замыканий на землю допустимо не считаться.

При проверке кабельных линий на термическую стойкость расчетной точкой КЗ является начало кабельной линии. Для двух и более параллельно включенных кабелей одной кабельной линии расчетной точкой КЗ - начало каждого кабеля.

При проверке работоспособности устройств релейной защиты элементов выбор точки определяется режимом КЗ для наименее тяжелых условий.

8.2. РАСЧЕТНАЯ СХЕМА

Выбор расчетной схемы следует производить с учетом возможных электрических схем соответствующей электроустановки при различных продолжительных режимах ее работы, включая ремонтные и послеаварийные режимы, учетом электрической удаленности различных источников энергии (генераторов, синхронных компенсаторов, электродвигателей) от расчетной точки КЗ. При выборе расчетной схемы не считаются с кратковременными видоизменениями схемы этой электроустановки, которые не предусмотрены для длительной эксплуатации. Схема с кратковременной параллельной работой источников на время переключения, не является расчетной схемой.

8.3. СОСТАВЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ СХЕМЫ

Расчет производится при условии, что все источники, участвующие в питании точки КЗ, работают одновременно с номинальной нагрузкой. Электродвижущие силы всех источников при расчете полагают совпадающими по фазе. Все синхронные машины имеют автоматические регуляторы

напряжения и устройства форсировки возбуждения.

При расчете токов КЗ не учитывают:

1. изменение частоты вращения роторов синхронных машин;
2. насыщение магнитных систем трансформаторов, генераторов и электродвигателей;
3. емкостную проводимость воздушных и кабельных линий;
4. возможную не симметрию трехфазной системы;
5. влияние не двигательной нагрузки на токи КЗ.

При расчете должно учитываться влияние на токи КЗ присоединенных к данной сети синхронных компенсаторов, синхронных и асинхронных электродвигателей. КЗ подразделяются на удаленные и близкие. Влияние асинхронных двигателей не учитывается при мощности до 100кВт в единице, если электродвигатели отделены от места КЗ одной ступенью трансформации. Асинхронные двигатели любой мощности не учитывают, если они отделены от места КЗ двумя или более коэффициентами трансформации.

В электроустановках выше 1кВ в качестве расчетных сопротивлений следует принимать индуктивные сопротивления электрических машин, силовых трансформаторов и автотрансформаторов, реакторов, воздушных и кабельных линий, токопроводов. Активные сопротивления следует учитывать только для воздушных линий с проводами малых сечений и стальными проводами. При расчете токов КЗ учитывают активное сопротивление протяженных кабельных линий малых сечений.

В электроустановках до 1кВ в качестве расчетных сопротивлений следует принимать индуктивные и активные сопротивления всех элементов цепи, включая активные сопротивления переходных контактов цепи. В случае питания электрических сетей до 1кВ от понижающих трансформаторов при расчете токов КЗ следует исходить из условия, что подведенное к трансформатору напряжение неизменно и равно его нормальному напряжению.

Расчет токов КЗ в электроустановках напряжением выше 1кВ рекомендуется производить в относительных единицах. Энергосистему при расчетах токов КЗ промышленных предприятий допускается представить в виде одного источника энергии. При отсутствии данных о токе КЗ от энергосистемы минимально возможное эквивалентное сопротивление энергосистемы можно оценить исходя из параметров выключателей установленных на узловой подстанции или электростанции питающей промышленное предприятие. В относительных единицах эквивалентное сопротивление:

$$X_{*S} = \frac{S_6}{\sqrt{3} I_{\text{ном.откл}} U_{\text{ср}}},$$

где S_6 - базисная мощность, МВА;

$U_{\text{ср}}$ - среднее напряжение в месте установки данного элемента, кВ;

$I_{\text{ном.откл}}$ - номинальный ток отключения выключателя, кА.

В именованных единицах эквивалентное сопротивление Ом равно

$$X_S = \frac{U_6^2}{\sqrt{3} I_{\text{ном.откл}} U_{\text{ср}}},$$

где U_6 - базисное напряжение, кВ.

Расчет токов КЗ напряжением до 1кВ рекомендуется производить в именованных единицах. При проведении расчета токов КЗ напряжением до 1кВ следует на первом этапе определить действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ у выводов обмотки высшего напряжения трансформатора. Сопротивление питающей сети мОм, приведенное к ступени низшего напряжения трансформатора, следует рассчитать по формуле:

$$X_S = \frac{U_{\text{ср.нн}}}{\sqrt{3} I_{\text{кз.вн}} U_{\text{ср.нн}}},$$

где $U_{\text{ср.нн}}$, $U_{\text{ср.вн}}$ - средние номинальные напряжения сетей, подключенных к обмоткам соответственно низкого и высокого напряжения трансформатора, В;

$I_{\text{кз.вн}}$ - действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ у выводов обмотки высшего напряжения трансформатора кА.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. Назначение расчёта токов короткого замыкания
2. Причины возникновения токов короткого замыкания
3. Последствия токов короткого замыкания
4. В каких единицах рассчитываются сопротивления схемы замещения?

ТЕМА 9: РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

9.1. ОСНОВНЫЕ ДОПУЩЕНИЯ, ПРИНИМАЕМЫЕ ПРИ РАСЧЕТАХ КЗ

Расчет коротких замыканий - сложная и трудоемкая задача. Поэтому, при расчете коротких замыканий в сетях промышленных предприятий не учитывают сдвиг по фазе ЭДС и изменения частоты вращения роторов синхронных машин; пренебрегают токами намагничивания трансформаторов и автотрансформаторов, насыщением магнитных систем генераторов, трансформаторов и электродвигателей; пренебрегают активными сопротивлениями в сетях напряжением выше 1кВ за исключением случая, когда необходимо оценить постоянные времени; пренебрегают емкостными проводимостями на землю; влиянием нелинейной нагрузки на токи короткого замыкания.

9.2. СОСТАВЛЕНИЕ СХЕМ ЗАМЕЩЕНИЯ И РАСЧЕТ ИХ ПАРАМЕТРОВ ДЛЯ РАСЧЕТА ТРЕХФАЗНЫХ КЗ

Схема замещения является соединением схем замещения отдельных ее элементов в последовательности расчетной схемы. В схеме замещения все электрические и магнитные (трансформаторные) связи представлены электрическими сопротивлениями.

При расчетах токов трехфазных коротких замыканий генерирующие источники (энергосистема, генераторы, электродвигатели) вводятся в схему замещения соответствующими ЭДС. Пассивные элементы, по которым проходит ток короткого замыкания, индуктивными и, при необходимости, активными сопротивлениями. Параметры элементов схем замещения можно определить в именованных или относительных единицах.

В целях упрощения расчетов вместо действительных напряжений на отдельных ступенях трансформации допустимо принимать средние напряжения по шкале 230; 154; 115; 37; 10,5; 6,3; 0,69; 0,4; 0,23; 0,127кВ. Действительный коэффициент трансформации учитывается только при расчетах токов КЗ для целей релейной защиты.

При использовании именованных единиц ЭДС генерирующих источников и сопротивления всех элементов сети необходимо привести к ступени напряжения, принимаемой за основную, по формулам

$$\bar{E}_i = E_i k_1 k_2 \dots k_n ,$$

$$\bar{Z}_j = Z_j k_1^2 k_2^2 \dots k_m^2$$

где E_i , \bar{E}_i - соответственно действительное и приведенное значение ЭДС i -го генерирующего источника;

Z_j , \bar{Z}_j - соответственно действительное и приведенное значение сопротивления j -го элемента сети;

$k_1 \dots k_n$ коэффициенты трансформации трансформаторов включенных последовательно между ступенями с элементами и основной ступенью напряжения.

Если ЭДС и сопротивления выражены в относительных единицах при номинальных условиях $S_{ном}$, $U_{ном}$, то значения ЭДС и сопротивлений в именованных единицах, приведенные к основной ступени напряжения, определяются как

$$\bar{E}_i = E_{i*} U_{номi} k_1 k_2 \dots k_n$$

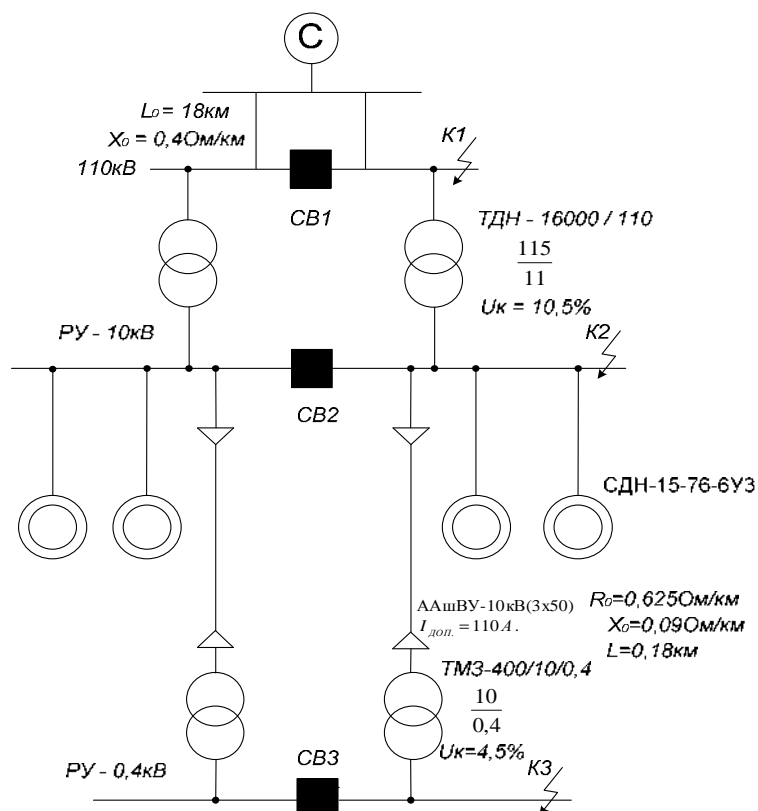


Рис. 9.2.1. Расчётная схема.

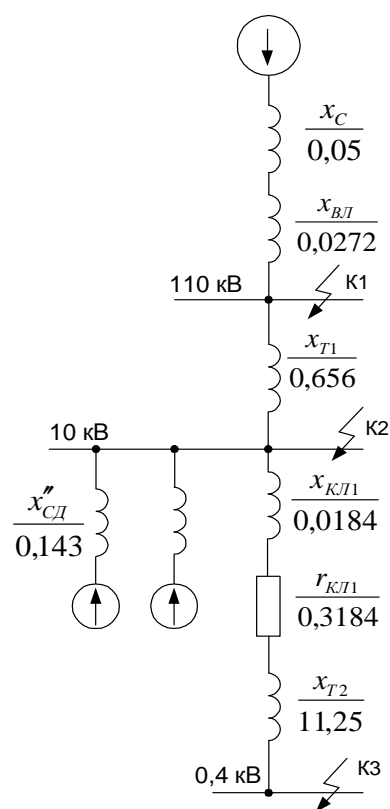


Рис.9.2.2 . Схема замещения

9.3. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОГРАНИЧЕНИЮ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Чтобы избежать установки громоздких и дорогих аппаратов и прокладки кабелей больших сечений принимаются меры для уменьшения токов короткого замыкания в сетях промышленных предприятий. Для этого применяют раздельную работу вводов и раздельную работу трансформаторов, так как при параллельном их включении сопротивление цепей уменьшается и ток короткого замыкания увеличивается. Если же этих мероприятий недостаточно, то прибегают к другим способам ограничения токов короткого замыкания, в частности к реактированию, которое выполняется при помощи индивидуальных или групповых реакторов.

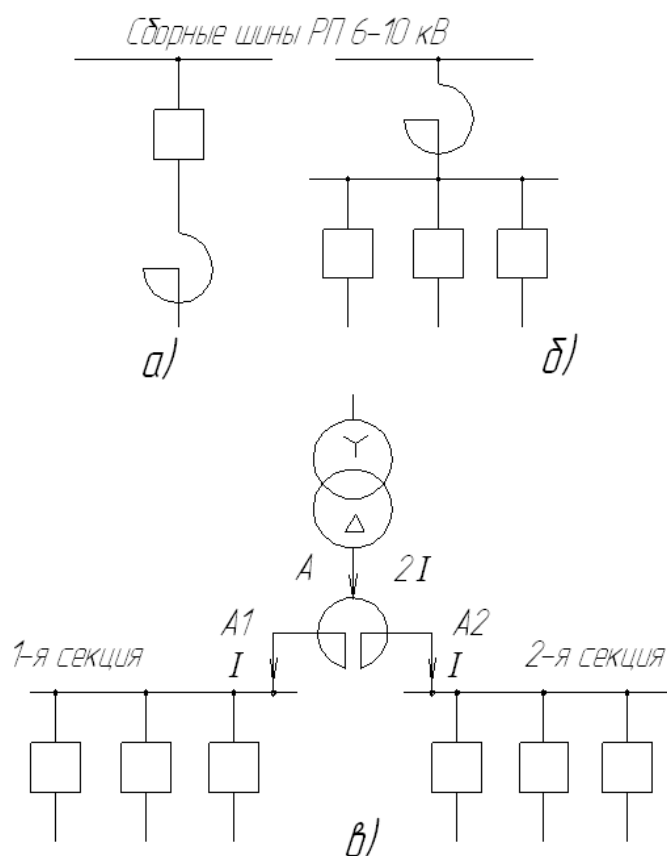


Рис. 9.3.1. Схемы с реакторами.

а — с индивидуальным реактором; б — с групповым; в — с расщепленным.

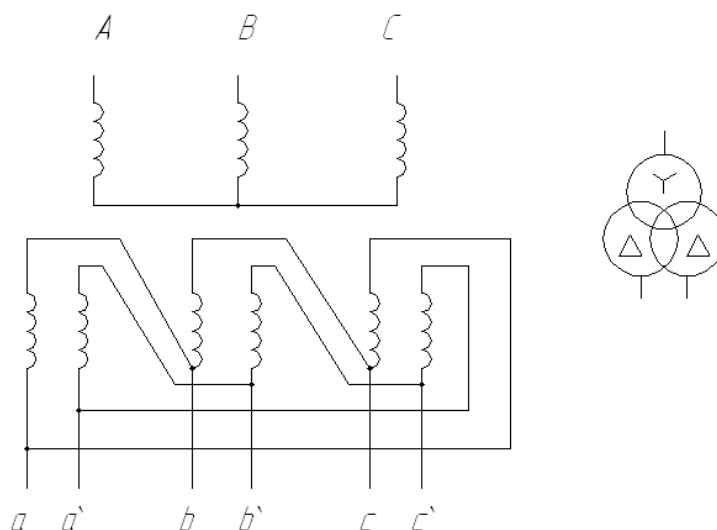


Рис.9.3.2. Трехфазный трансформатор с расщепленными обмотками низшего напряжения.

Применение индивидуальных реакторов на отходящих линиях распределительных устройств вторичного напряжения ГПП (рис. 9.3.1,а) вызывает удорожание и вносит усложнение в конструкцию подстанций, поэтому в большинстве случаев применяют схемы с групповыми реакторами (рис. 9.3.1, б). Обычные многоамперные групповые реакторы требуются с очень большой реактивностью, достигающей до 15%, что вызывает большие колебания напряжения, связанные с изменением нагрузок в течение суток. Поэтому в качестве групповых лучше применять расщепленные реакторы (рис. 9.3.1, в), при которых колебания напряжения получаются примерно в 2 раза меньше, чем при обычных групповых реакторах.

Расщепленные реакторы в отличие от обычных имеют две ветви и три вывода: два крайних A_1 и A_2 , рассчитанных каждый на ток I , и средний A , рассчитанный на ток $2I$. Ветви реактора магнитно связаны и расположены одна над другой, направление витков обмоток одинаковое. При равных токах I в обеих ветвях падение напряжения в одной ветви ΔU составит:

$$\Delta U = \Delta LI - \omega MI ,$$

где M — взаимная индуктивность.

Значит, если индуктивное сопротивление ветви обычного реактора равно индуктивному сопротивлению ветви расщепленного реактора, то потери

напряжения в каждой ветви будут примерно в 2 раза меньше, чем потери в обычном реакторе. В этом основное преимущество расщепленных реакторов.

При расщепленных или сдвоенных) реакторах необходимо равномерно распределять нагрузки между секциями шин, питаемых от ветвей сдвоенного реактора. Рекомендуется принимать номинальный ток каждой ветви сдвоенного реактора не менее 0,675 номинального тока трансформатора или ввода, питающего обе секции. Это обеспечивает работу сдвоенного реактора даже в том случае, если одна его ветвь будет загружена на 67,5% полного тока обеих ветвей, а другая ветвь только на 32,5%. Нужно отметить, что при эксплуатации неравномерность нагрузки секций может увеличиться в связи с изменением или перераспределением нагрузок.

С целью ограничения тока короткого замыкания применяются также трансформаторы с расщепленными обмотками, что при определенных условиях позволяет отказаться от реактивирования. Эти трансформаторы имеют две обмотки на вторичном напряжении, каждая из которых рассчитана на 50% номинальной мощности трансформатора (рис. 9.3.2). Ветви расщепленной обмотки не связаны электрически и имеют только магнитную связь. Одной из основных характеристик трансформатора с расщепленной обмоткой является так называемый коэффициент расщепления K_p , который определяется по формуле

$$K_p = \frac{Z_{K2-3}}{Z_{K.CKB}} = \frac{Z_{K2-3}}{Z_{K1-(2+3)}}$$

где Z_{K2-3} — сопротивление между расщепленными обмотками 2 и 3;

$Z_{K.CKB} = Z_{K1-(2+3)}$ - сквозное сопротивление, т. е. сопротивление трансформатора при параллельном соединении расщепленных обмоток или при одинаковых их нагрузках;

Z_{K1} - сопротивление первичной обмотки трансформатора;

Z_{K2} и Z_{K3} - сопротивления расщепленных обмоток 2 и 3 соответственно.

По результатам испытаний трансформаторов разных мощностей с расщепленной обмоткой НН величина K_p колеблется в пределах 3,34—3,6. Рекомендуется величина K_p не менее 3,5.

Экономическое сравнение варианта схемы с расщепленными трансформаторами с вариантом установки групповых сдвоенных

токоограничивающих реакторов показало преимущество первого варианта. Кроме того, при трансформаторах с расщепленными обмотками упрощается схема и уменьшается объем строительно-монтажных работ по сравнению со схемой с групповыми и тем более с индивидуальными реакторами.

Необходимо иметь в виду, что мероприятия по ограничению токов короткого замыкания, помимо увеличения капитальных затрат и ежегодных расходов, вызывают увеличение отклонений напряжения и затрудняют поддержание необходимых уровней напряжения при различных режимах работы вследствие увеличения реактивности сети. Возрастают также колебания напряжения при пуске и самозапуске электродвигателей и при работе электроприемников с резко переменной ударной нагрузкой (п. 8). Так как мощности этих электроприемников достигают значительных величин, то проблема ограничения колебаний напряжения при возрастании индуктивности усложняется и в свою очередь требует затрат на регулирование напряжения.

Поэтому реактирование следует применять лишь в тех случаях, когда ток короткого замыкания в сети выходит за пределы коммутационной способности линейных масляных выключателей, которыми в настоящее время являются выключатели ВМП-10, имеющие ток отключения 20 кА. У выключателей новой серии (по типу ВМП-10) этот ток увеличен до 29 кВ. Эти токи пока и следует считать оптимальными токами короткого замыкания в электросетях промышленных предприятий. Искусственно снижать их, как правило, не следует по приведенным выше соображениям.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. Назовите какие схемы составляются при расчёте токов короткого замыкания
2. Перечислите напряжения , принимаемые при расчёте токов короткого замыкания
3. Виды реакторов.

ТЕМА 10: СПОСОБЫ КАНАЛИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

ЛИТЕРАТУРА

Б.Ю. Липкин. Электроснабжение промышленных предприятий - М.: Высшая школа, 1990. - 364с.

В данном разделе приводятся краткие сведения о способах канализации электроэнергии на промышленных предприятиях, необходимые для лучшего понимания конструктивных особенностей построения систем электроснабжения. Выбор способа канализации электроэнергии зависит от величины электронагрузок и их размещения, плотности застройки предприятия, конфигурации технологических, транспортных и других коммуникаций, параметров и расположения источников питания (мощности, числа, напряжения, удаленности), а также от уровня грунтовых вод на площадке и степени загрязненности воздуха производственными выделениями (угольная, цементная или глиноземная пыль, сажа, зола, химические выделения и т.п.). В связи с большим ростом нагрузок в электрических сетях современных промышленных предприятий возникли новые конструктивные решения электрических сетей, без которых в настоящее время невозможно рационально решить систему электроснабжения крупных предприятий. Элементы сети выбираются по длительной нагрузке в нормальном и послеаварийном режимах, по экономической плотности тока в нормальном режиме, по термической и динамической устойчивости при коротком замыкании и по отклонениям напряжения у электроприемников в различных режимах их работы.

В питающих и распределительных сетях промышленных предприятий применяются воздушные и кабельные линии 6—220 кВ и голые токопроводы 6—35 кВ. Воздушные линии 6—10 кВ применяются всюду, где возможна их прокладка по условиям загрузки территории предприятия, в частности на периферийных участках предприятий, для питания поселков и других внеплощадочных потребителей. Они более экономичны и не менее надежны, чем кабельные линии 6—10 кВ.

Для передачи значительных токов 1,5—6 кА на небольшие (до 3 км) расстояния экономичны голые токопроводы 6—10 кВ. При одинаковой пропускной способности токопроводы значительно дешевле кабельной

канализации, которая к тому же требует для изготовления кабелей большего количества дефицитных материалов. Кроме того, токопроводы надежнее, так как проложенные в земле кабели могут подвергаться коррозии, а их оконцевания и соединения, как известно, являются слабыми местами сети.

При больших мощностях целесообразно распределять энергию на повышенных напряжениях—35, 110, 220 кВ при помощи воздушных или кабельных линий, а при напряжении 35 кВ также и при помощи токопроводов, выполненных из труб. Магистральные воздушные линии 35 кВ с отпайками к цеховым трансформаторам, имеющим разъединители и предохранители, целесообразны на предприятиях средней мощности, в частности на металлообрабатывающих и деревообрабатывающих заводах. Возможность размещения токопроводов 6—10 кВ, воздушных линий 35—220 кВ и подстанций на территории предприятия решается в каждом отдельном случае при составлении генплана, с учетом характера застройки площадки и прохождения по ней всевозможных коммуникаций. Выбор способа канализации электроэнергии для каждого конкретного объекта обосновывается технико-экономическими расчетами. Примерные общие соображения относительно области применения разных способов выполнения электрических сетей на промышленных предприятиях приводятся ниже.

При передаваемой мощности более 60 МВА рекомендуются:

1. Воздушные линии глубоких вводов 35—220 кВ.
2. Кабельные линии 35—220 кВ, если имеются препятствия к осуществлению воздушных линий.
3. Токопроводы 6—10 кВ, если невозможно или нецелесообразно осуществление глубоких вводов 35—220 кВ.

При мощностях в пределах 30—60 МВА целесообразно применение:

1. Жестких симметричных токопроводов 6—35 кВ.
2. Гибких симметричных токопроводов, если возможно их прохождение по территории предприятия.

При передаваемых мощностях в диапазоне 15—30 МВА могут быть применены варианты как шинной, так и кабельной канализации на напряжения 6—10 кВ. И, наконец, при мощностях менее 15 МВА применяются главным образом кабельные и иногда воздушные линии 6—10 кВ. В зависимости от местных условий и числа кабелей применяются: открытые или закрытые кабельные эстакады, траншеи, каналы, туннели, блоки. Во всех случаях, когда позволяют условия окружающей среды и трассы, плотность застройки,

прохождение верхних технологических коммуникаций, применяются воздушные открытые прокладки токопроводов и кабелей, а подземная прокладка кабелей, особенно прокладка в трубах, ограничивается. Открытые прокладки имеют много технических и экономических преимуществ. Они наглядны, доступны и удобны для осмотра, замены или дополнительной прокладки и более гибки при изменении трасс и нагрузок во время реконструкции предприятия. Они менее связаны с производством строительных работ, чем, например, трубные прокладки или прокладки в кабельных каналах.

При применении воздушных линий взамен кабельных в земле затраты уменьшаются примерно в 1,5—1,8 раз, но прохождение ВЛ по загруженной территории предприятий представляет значительные затруднения, а стоимость полосы отчуждения для линии может поглотить упомянутую экономию.

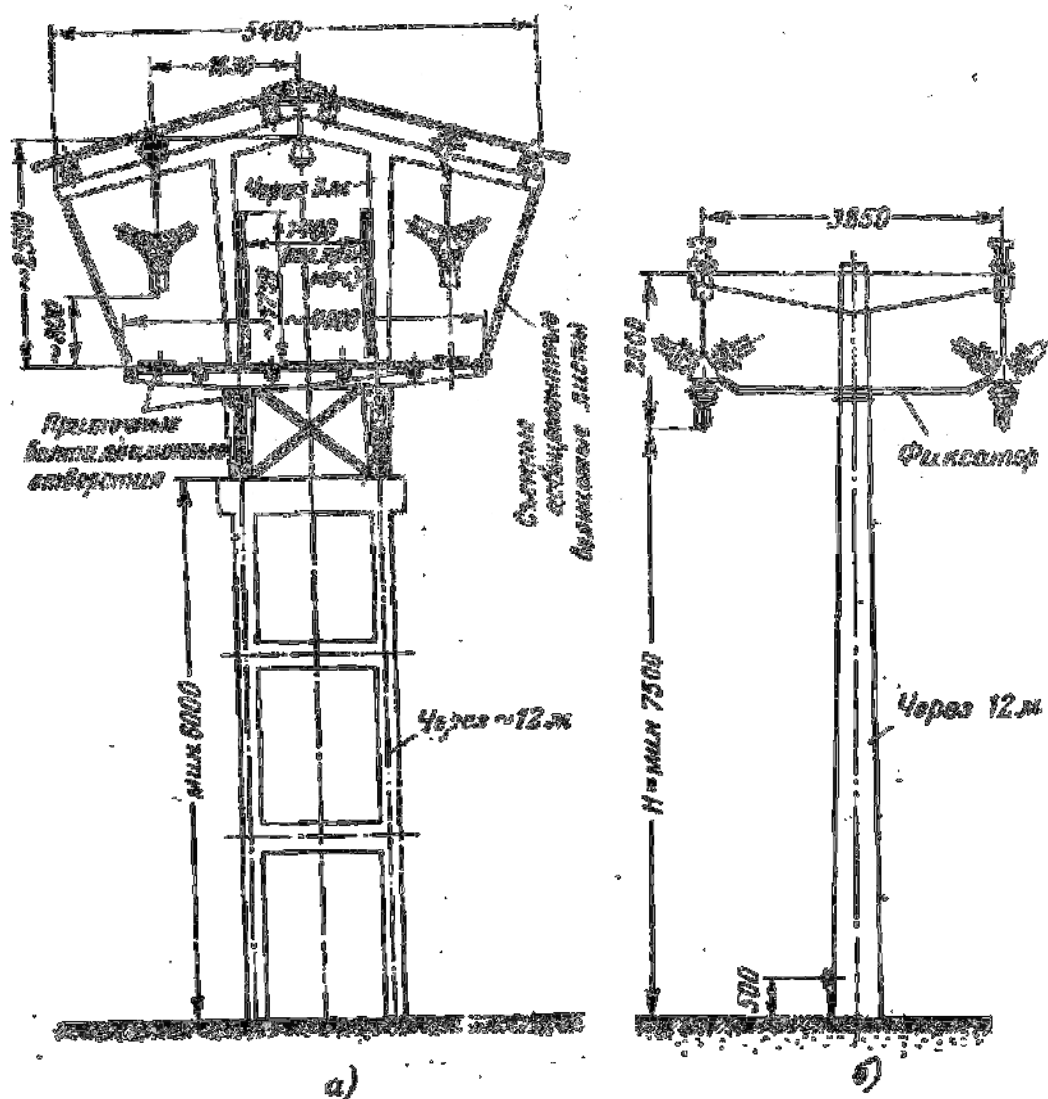
Для увеличения пропускной способности воздушных линий 35—220 кВ иногда применяется расщепление фаз. Выбор рациональных трасс электротехнических коммуникаций, в частности глубоких вводов линий 110—220 кВ, токопроводов 6—35 кВ, открытых кабельных эстакад 6—10 кВ должен учитываться заранее при разработке генплана предприятия. Предусматриваемые для этих коммуникаций коридоры должны учитывать перспективное развитие электрохозяйства предприятия. Ниже приведены более конкретные рекомендации по каждому способу канализации электроэнергии.

Токопроводы. Применяются два вида токопроводов — жесткие и гибкие. Жесткий токопровод состоит из пакета шин, смонтированного на опорных или подвесных изоляторах. Для крепления и ограждения токопровода используются необходимые строительные конструкции. В токопроводах на большие величины переменного тока, кроме омических потерь, появляются значительные дополнительные потери:

- вследствие вытеснения переменного тока к поверхности проводника — это явление называется «поверхностным эффектом»;
- вследствие неравномерного распределения тока по сечению из-за влияния других близлежащих проводников — это явление называется «эффектом близости».

Поэтому, очень важно выбрать такую конструкцию пакета, при которой эти потери были бы минимальны. Этим условиям в наибольшей степени удовлетворяют проводники с развитым сечением: полые квадраты, швеллеры, трубы, полутрубы и др. Кроме того, значительные потери возникают в

армировке изоляторов, в поддерживающих конструкциях и в ограждении токопроводов.



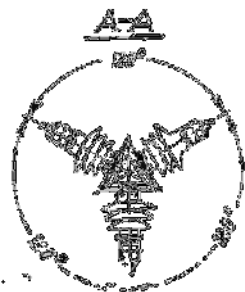
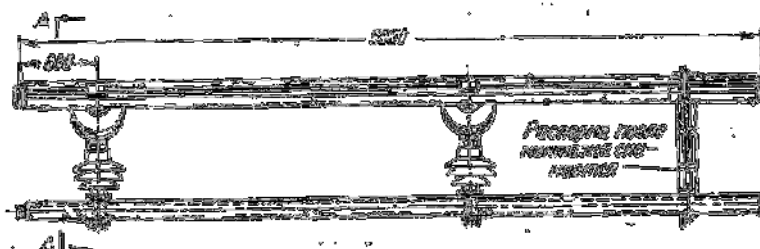
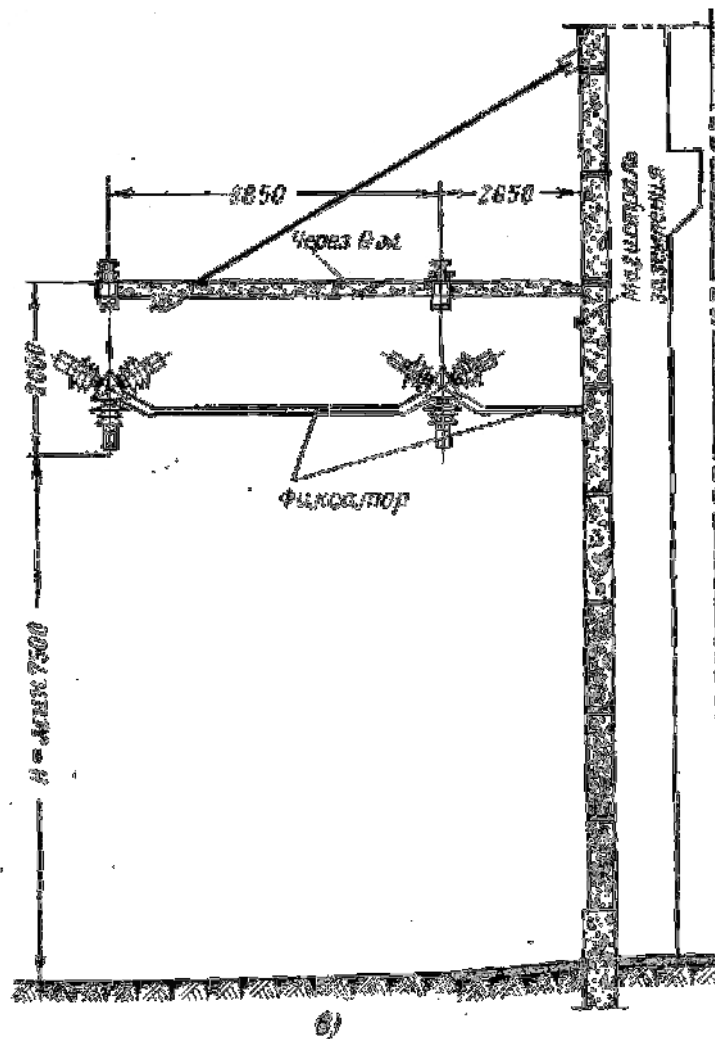


Рис. 10.1. Способы прокладки жестких токопроводов.
а — в закрытой эстакаде; б — на железобетонной опоре; в — на железобетонных кронштейнах, укрепляемых к стене здания; г — типовая секция токопроводов для наружной установки.

Фазы жесткого токопровода располагаются вертикально друг над другом или по сторонам равностороннего треугольника, т. е. симметрично. Наиболее рациональной конструкцией во всех отношениях является симметричный жесткий токопровод (рис. 10.1). Благодаря симметричному расположению фаз этот токопровод имеет примерно в 2—2,5 раза меньшие потери мощности, чем токопроводы с вертикальным расположением фаз; в частности, он имеет очень небольшие потери в поддерживающих конструкциях, в ограждениях и в армировке изоляторов.

Меньшая реактивность симметричного токопровода определяет меньшие пределы колебаний напряжения, что особенно важно при резкопеременной ударной нагрузке; он компактен и не требует устройства транспозиции, которая необходима при вертикальном расположении фаз для устранения несимметрии напряжений. Это значительно упрощает конструкцию токопровода, удешевляет электрическую и строительную часть, облегчает молниезащиту и позволяет осуществить скоростной индустриальный монтаж с помощью заранее заготовленных секций (рис. 10.1,г).

Имеется два основных типоразмера типовых шинных пакетов симметричных токопроводов, выполненных из алюминиевых шин коробчатого сечения: $2 \times (125 \times 55 \times 6,5)$ и $2 \times (150 \times 65 \times 7)$. Длина прямых секций 6 м соответствует строительной длине коробчатых алюминиевых шин. Токопроводы прокладываются в туннелях, наземных галереях, закрытых эстакадах (рис. 28,а), внутри производственных помещений с использованием строительных конструкций здания, а также снаружи на открытых эстакадах, на специальных опорах (рис. 10.1, б) или же вдоль производственных зданий на кронштейнах, укрепляемых на их наружных стенах (рис. 10.1, в). Для удешевления стоимости токопроводов они иногда прокладываются на эстакадах, предназначенных для технологических коммуникаций, если это возможно по условиям трассы последних. Рекомендуется открытая прокладка токопроводов (рис. 10.1, б) всегда, когда она возможна по условиям окружающей среды и молниезащиты. Она в 4—5 раз дешевле прокладки в закрытых галереях. Если же использовать наружные стены (рис. 10.1, в), то стоимость дополнительно снизится более чем в 2 раза.

Недостатком описанных типов жестких токопроводов является большое количество опорных изоляторов, что повышает их стоимость и уменьшает надежность. От этих недостатков свободны симметричные токопроводы, смонтированные на подвесных изоляторах (рис. 10.2). Алюминиевые шины профиля 2Т сплава АД31Т-1 подвешиваются на расстояниях, равных длине

пролета между опорами, благодаря чему общее количество изоляторов резко уменьшается, а необходимая динамическая устойчивость при коротких замыканиях достигается при помощи распорок (рис. 10.2, б), расстояние между которыми зависит от величины ударного тока в данной установке.

Комплектные симметричные токопроводы (рис. 10.3) изготавливаются на напряжение до 11 кВ, токи 1 600 и 2 500 А и на мощность короткого замыкания 500 МВА. Амплитуда предельного тока короткого замыкания составляет

75 кА. Эти токопроводы выполняются из голых алюминиевых шин, размещенных в общем алюминиевом круглом кожухе (немагнитный материал), и монтируются на опорных изоляторах. Комплектный токопровод может быть установлен в пыльной среде, но для работы в среде, содержащей химически активные газы и испарения, а также в пожаро- и взрывоопасных средах, он не предназначен.

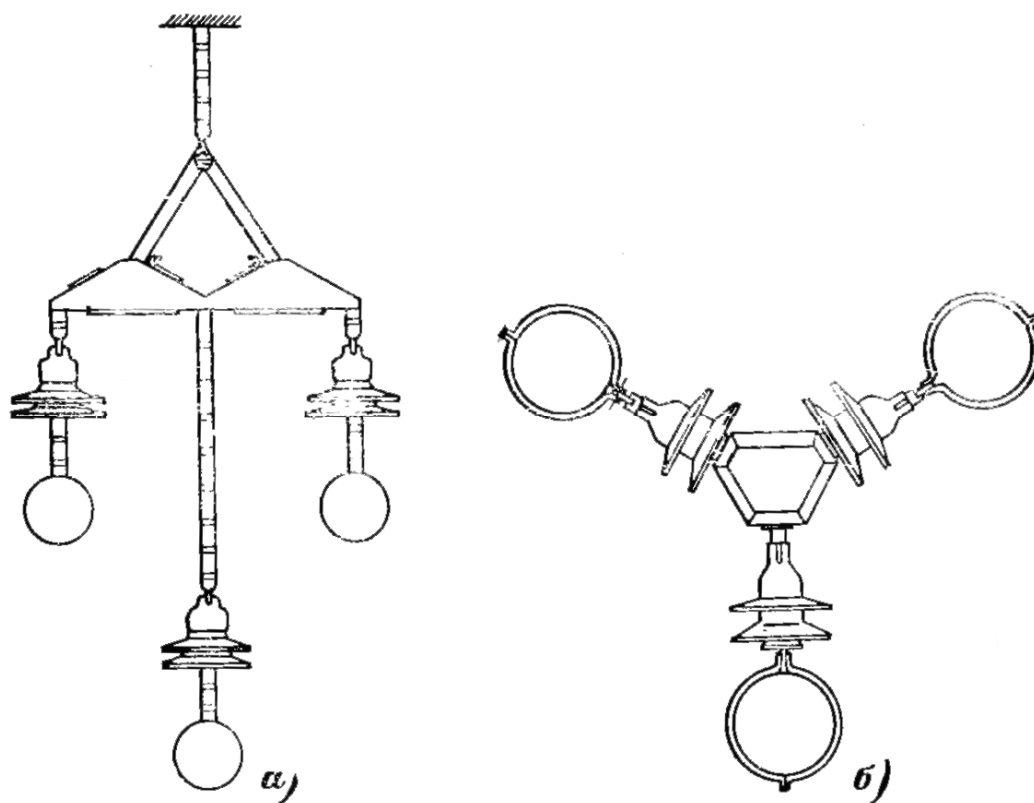


Рис. 10.2. Симметричные токопроводы на подвесных изоляторах.

а — подвеска токопроводов; б — междуфазовая распорка.

Гибкие токопроводы выполняются в виде воздушной линии, подвешенной при помощи натяжных и подвесных гирлянд изоляторов на специальных железобетонных или металлических опорах или на общих эстакадах с технологическими токопроводами. Фазы гибкого токопровода располагаются по углам равностороннего треугольника. Каждая из них расщеплена и состоит из нескольких алюминиевых или медных проводов необходимого по расчету сечения. Преимуществом гибких токопроводов перед жесткими является меньшее число изоляторов. Это снижает их стоимость, увеличивает надежность (особенно в загрязненных зонах) и упрощает эксплуатацию. Но они требуют больше места для прохождения на промышленной площадке, чем жесткие токопроводы.

На рис. 10.4 показан двухцепный гибкий токопровод на напряжение 10 кВ, смонтированный на общей эстакаде с технологическими трубопроводами. Провода в фазе расположены по окружности диаметром 600 мм с расстоянием между ними 1300 мм. Каждая фаза состоит из шести проводов. При нормальном режиме цепи работают раздельно, но каждая из них рассчитана на полную нагрузку предприятия при послеаварийном режиме. Шаг опор, равный 66 м, выбран кратным шагу опорных конструкций технологической эстакады. Промежуточное крепление проводов выполнено при помощи типовых поддерживающих глухих качающихся зажимов треста Электросетьизоляция, а концевое крепление на специальных концевых опорах в начале и конце эстакады (каждого провода отдельно) — в натяжных прессуемых зажимах через натяжные гирлянды, составленные из двух изоляторов ПМ-4,5, располагаемые по окружности, соответствующей расположению проводов при их промежуточном креплении. Фиксация положения проводов расщепленной фазы в пролете выполняется типовыми фиксаторами по 2 комплекта на каждый пролет. Для защиты токопровода от прямых ударов молнии устанавливаются отдельностоящие молниеотводы параллельно эстакаде по обеим ее сторонам.

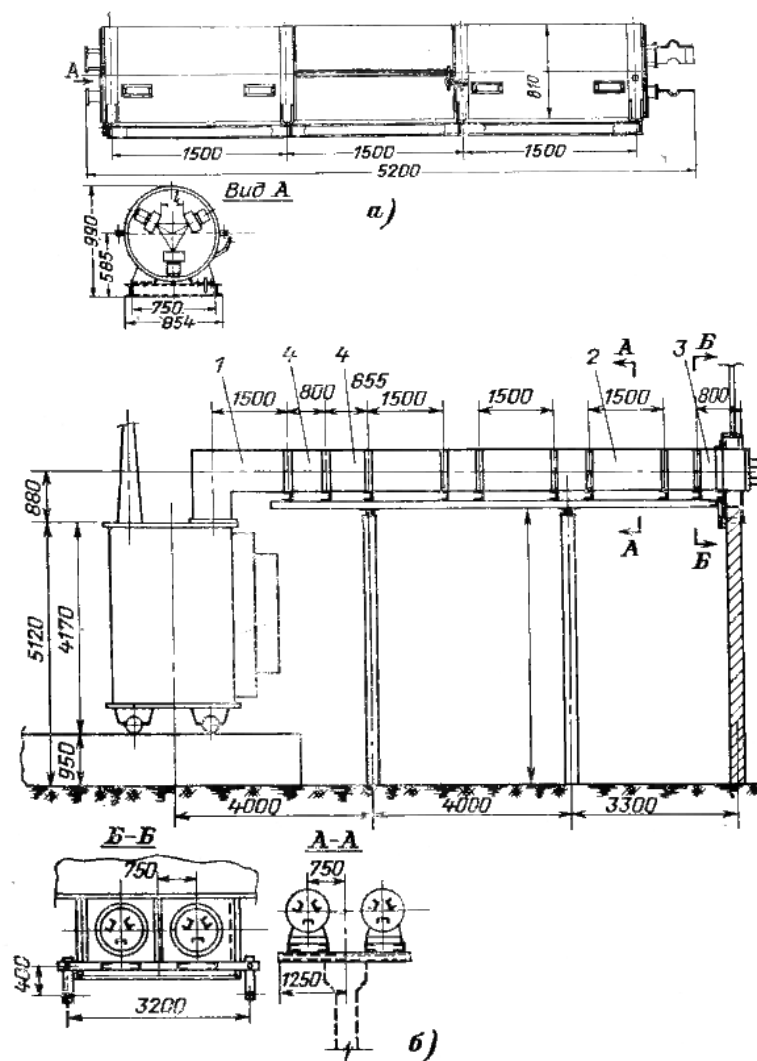


Рис. 10.3. Комплектные токопроводы 6—10 кВ.

- а — общий вид; б — прокладка токопроводов от трансформатора в ЗРУ 10 кВ;
 1 — секция подхода к трансформатору; 2 — секция длиной 1500 мм; 3 — вводная секция с проходными изоляторами; 4 — подгоночная секция.

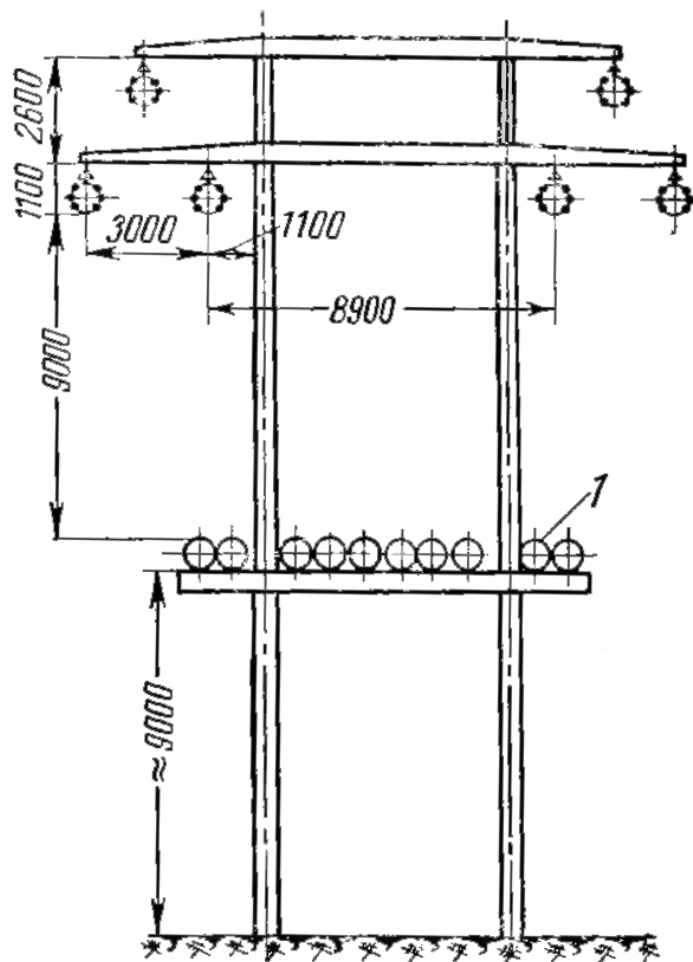


Рис. 10.4. Двухцепный гибкий токопровод, смонтированный на общей эстакаде с технологическими трубопроводами.

Исследования показали, что колебания проводов при коротком замыкании не приводят к их схлестыванию, но в момент времени, непосредственно следующий за прекращением прохождения тока короткого замыкания, такое схлестывание возможно. При обесточенном токопроводе это неопасно, однако это недопустимо, если АПВ токопроводов произойдет до успокоения проводов после отключения короткого замыкания. Поэтому целесообразно или отказаться от АПВ и применить АВР на РП для переключения питания их секций на другую нитку токопровода, или установить поперечные распорки посередине пролета токопровода во избежание схлестывания фаз.

Опыт монтажа и эксплуатации описанного гибкого токопровода, проложенного на общей эстакаде с технологическими трубопроводами на большой высоте, выявил много затруднений и неудобств. Усложнились и удорожились все операции по монтажу и эксплуатации. Поэтому использовать

технологические эстакады следует лишь в тех случаях, когда по условиям генплана имеются затруднения в выделении отдельной трассы. Более целесообразны гибкие токопроводы, монтируемые на отдельных опорах. Но ввиду затруднений, связанных с выделением отдельной полосы, для прохождения токопроводов их рекомендуется размещать хотя и на отдельных опорах, но в общем коридоре со всеми другими заводскими коммуникациями (рис. 10.5). Ширина полосы территории, занимаемой двухцепным гибким токопроводом и его молниезащитными устройствами, составляет 24 м. Поддерживающие гирлянды крепятся на высоте 15 м от уровня земли

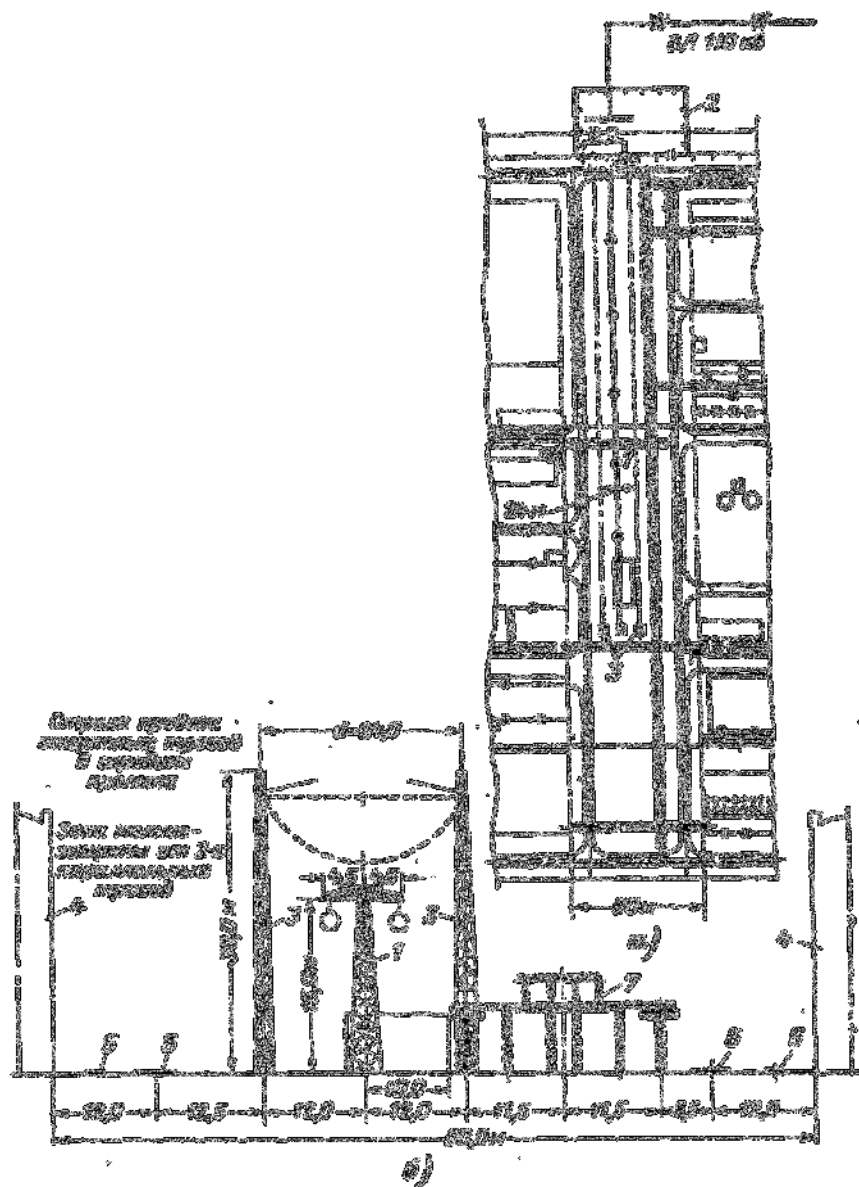


Рис. 10.5. Двухцепный гибкий токопровод на отдельных опорах, проходящий по общей трассе с технологическими трубопроводами, а - план; б - разрез; 1 - опора токопровода; 2 - ГПП; 3 - опора молниеотвода; 4 - производственный корпус; 5 - тротуар; 6 - автодорога, 7 — эстакада технологических трубопроводов.

Кабельные линии на предприятиях до последнего времени применялись почти исключительно в сетях 6 или 10 кВ или же в сетях 380 В. Сравнительно редко применялись кабели 35 кВ. Однако, учитывая необходимость сокращения территории предприятий, с целью уменьшения затрат на планировку, облегчения прокладки и удешевления внутривозрадных коммуникаций в настоящее время начинают применяться кабельные глубокие вводы 110—220 кВ. Кабельные линии 110—220 кВ отходят от узловой подстанции или от ГПП предприятия в наиболее загруженные или загрязненные районы. В некоторых случаях для предприятий средней мощности может быть применен переход питающей воздушной линии 110—220 кВ от энергосистемы в кабель на границе предприятия. На переходе воздушной линии в кабель устанавливаются разрядники. Наиболее целесообразны радиальные кабельные линии 110—220 кВ без ответвлений по пути их прохождения. Кабельные линии 110 кВ успешно применяются в энергосистемах РФ и за рубежом. Их аварийность ниже чем воздушных линий. Маслонаполненные кабели 110—220 кВ изготавливаются низкого, среднего и высокого давления.

Для промышленных предприятий наиболее подходят кабели среднего давления, которые могут работать в большом диапазоне давлений. Наибольшее длительно допустимое избыточное давление масла в этих кабелях 3 кгс/см^2 , наименьшее $0,25 \text{ кгс/см}^2$, а минимальное допустимое при кратковременных переходных процессах $0,15 \text{ кгс/см}^2$. Это дает возможность увеличить допустимую разность уровней по трассе кабеля и расстояние между баками подпитки и тем самым снизить стоимость линии.

Так как кабельные линии на предприятиях обычно имеют небольшую протяженность при относительно ровном профиле трассы, то вопрос о подпитке маслонаполненных кабелей среднего давления решается относительно легко при помощи установки баков с одного или двух концов линии, так как при ровном профиле трассы расстояние между подпитываемыми пунктами может быть принято до 1,5 км. Преимуществом кабелей среднего давления является также низкая температура затвердевания масла, нижний предел которой составляет — 55°C (по ГОСТ до -45°C). По трассе кабелей на предприятиях встречается большое число различных подземных сооружений и коммуникаций, для обхода которых необходимы повороты со сравнительно малым радиусом. Для этих условий также наиболее подходят маслонаполненные кабели среднего давления.

Кабели среднего давления на напряжение 110 кВ изготавливаются следующих марок:

МССА — освинцованный с упрочняющими лентами, асфальтированный, предназначен для прокладки в каналах и туннелях, а также в земле, если кабель не подвергается растягивающим усилиям и внешним механическим воздействиям;

МССК-4 — освинцованный с упрочняющими лентами, бронированный круглыми стальными и медными проволоками диаметром 4 мм с наружным покровом из кабельной пряжи, предназначен для прокладки в земле (траншеях);

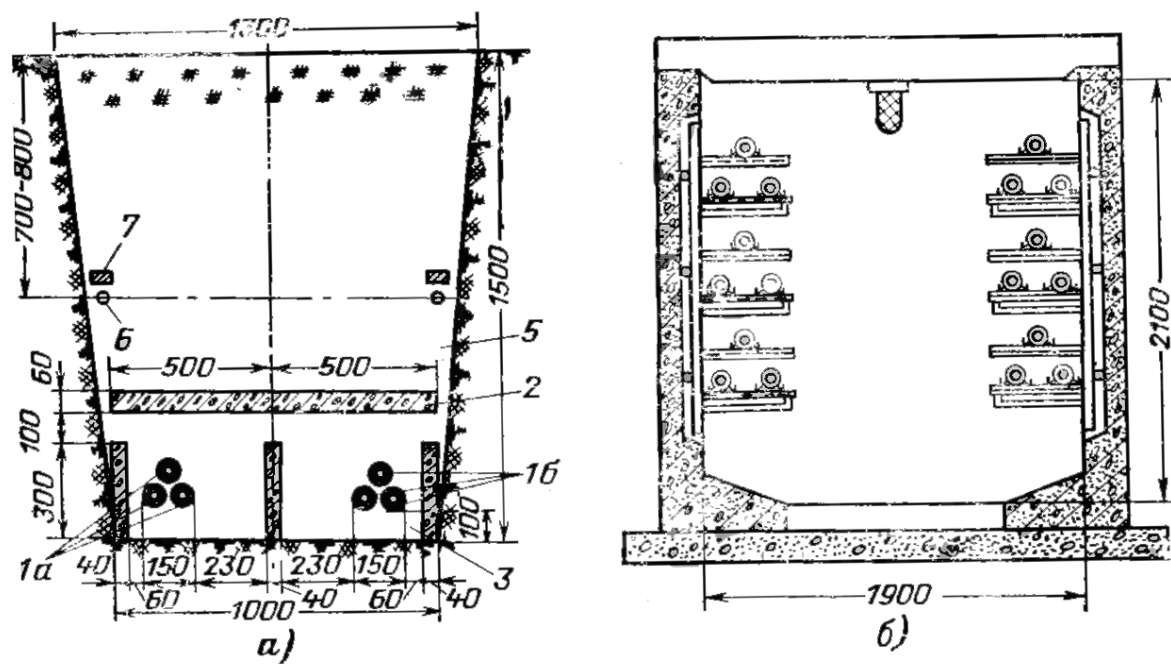


Рис. 10.6. Прокладка маслонаполненных кабелей 110 кв.

а — в траншее; б — в туннеле; 1а — одножильные маслонаполненные кабели первой цепи;
1б — то же второй цепи; 2 — железобетонная плита; 3 — песок или просеянная земля;
5 — засыпка землей; 6 — контрольный кабель; 7 — кирпич.

МССК-6 — освинцованный с упрочняющими лентами, бронированный круглыми стальными и медными проволоками диаметром 6 мм, с наружным покровом из кабельной пряжи, предназначен для прокладки под водой;

МСАВ — с медными жилами;

АМСАВ — с алюминиевыми жилами;

МСАМ — с медными жилами в алюминиевой гофрированной оболочке с многослойным защитным противокоррозионным покровом, сечением 270 мм^2 для прокладки в земле; кратность изгиба — 15.

Прокладка кабелей 110—220 кВ может быть произведена в траншее, туннеле, канале и трубах. До настоящего времени наибольшее применение

находила прокладка в траншеях. Кабели в траншеях располагаются по треугольнику впритык один к другому с глубиной заложения от планировочной отметки не менее 1,5 м (рис. 10.6,а). Это наиболее экономично как по стоимости земляных работ, так и в отношении наибольшей загрузки кабелей током. При прокладке в одной траншее двух цепей они разделяются железобетонными плитами; сверху кабели также защищены плитами. Это позволяет ремонтировать одну цепь без отключения другой. В местах перехода под различными проездами и коммуникациями каждый кабель прокладывается в отдельной асбоцементной трубе, располагаемой на бетонных плитах.

В местах частых разрывов, возможного попадания жидкостей или расплавленного металла, в агрессивных почвах и т. п., а также при параллельной прокладке более двух цепей могут быть применены другие способы прокладки, например в туннелях (рис. 10.6, б).

При большой длине кабельной линии (несколько километров) производится транспозиция фаз одножильных кабелей, благодаря чему уменьшается наведенное напряжение в параллельных линиях связи. Каждый кабель подпитывается маслом от отдельной группы баков, соединенных через коллектор. Для наблюдения за исправностью кабелей производится контроль за давлением масла в нем, который осуществляется при помощи электрических сигнальных манометров, показывающих давление в аппаратах подпитки, присоединенных к концевым муфтам. Схема сигнализации предусматривает световой и звуковой сигналы на пульте управления при отклонении давления в кабеле от нормированного. При технико-экономическом сравнении стоимости кабельных и воздушных линий 110—220 кВ, кроме стоимости самих линий нужно учитывать еще целый ряд факторов, говорящих в пользу кабельного варианта, а именно:

- уменьшение ширины полосы территории, требуемой для прокладки кабельной линии по сравнению с воздушной;
- уменьшение потерь электроэнергии, так как сечение кабелей получается больше, чем воздушных линий;
- возможное в ряде случаев сокращение трассы кабельной линии по сравнению с воздушной;
- уменьшение расходов по молниезащите.

В загрязненных зонах следует также учитывать значительное удорожание эксплуатации воздушных линий по сравнению с кабельными за счет:

- очистки, обмазки и замены изоляции линий;

- простоев, вызванных повышенной аварийностью воздушных линий в загрязненных районах;
- повышенных расходов на ремонт и даже замену участков воздушных линий вследствие коррозии проводов, опор и загрязнения изоляторов;
- повышенной изоляции воздушных линий.

С учетом всех этих факторов экономическая эффективность от применения кабельных линий 110— 220 кВ становится не меньше, а иногда даже и больше, чем воздушных линий.

Кабели напряжением 6—35 кВ вне зданий прокладываются в траншеях, каналах, туннелях, блоках, на эстакадах. При прокладке важно не превышать разностей уровней, допустимых для разных марок кабелей, и соблюдать минимальные радиусы изгиба кабелей, указанные в ПУЭ.

Прокладка кабелей в траншеях наиболее проста и экономична как по капитальным затратам, так и по расходу цветного металла и рекомендуется к применению при числе кабелей до 6. Исключение представляют участки, насыщенные другими подземными и наземными технологическими и транспортными коммуникациями; участки, на которых возможен разлив горячего металла или жидкостей, разрушающе действующих на оболочку кабелей; почвы, содержащие в большом количестве вещества, разрушающе действующие на оболочки кабелей, а также другие места, где возможны случаи повреждения кабелей, как, например, появление блуждающих токов опасных величин, большие механические нагрузки на поверхность земли, размытие почвы и т.п.

Наилучшими для прокладки в траншеях на наклонных трассах являются кабели следующих новых марок, если они не будут подвергаться значительным растягивающим усилиям:

АА(Г)БВ — кабель на напряжение 6 кВ с алюминиевыми жилами с обеднено-пропитанной бумажной изоляцией в алюминиевой гофрированной оболочке, бронированной двумя стальными лентами, с наружным покровом;

ЦАА(Г)Б — кабель на напряжение 6—10 кВ с алюминиевыми жилами с бумажной изоляцией, пропитанной нестекающей на основе церезина массой, в алюминиевой гофрированной оболочке, бронированной двумя стальными лентами с наружным покровом.

Кабели с пластмассовой изоляцией. Основной областью применения траншейной прокладки кабелей 6— 10 кВ являются небольшие и средние предприятия, а также незагруженные, главным образом периферийные, участки или районы крупных предприятий. Не рекомендуется прокладывать в одной

траншее более шести, а в районах вечной мерзлоты — более четырех силовых кабелей на напряжение 3—10 кВ. Для открытой прокладки в различных кабельных сооружениях (туннели, каналы, коллекторы, кабельные полуэтажи машзалов и распреустройств) рекомендуются кабели с негорючими защитными покровами или в поливинилхлоридном шланге, а в отдельных случаях и с негорючей изоляцией. Сечения кабелей должны исключать их недопустимый перегрев при послеаварийном режиме и при коротком замыкании. В первую очередь рекомендуются силовые кабели новых марок АШв с медными жилами и ААШв с алюминиевыми жилами. Оболочки этих кабелей выполнены из материалов, не поддерживающих горения, и поэтому они особенно целесообразны в помещениях, в которых проложено значительное количество кабелей.

На крутонаклонных и вертикальных участках наилучшими являются следующие новые марки кабелей:

АА(Г)ШвВ — кабель на напряжение 6 кВ с алюминиевыми жилами с обеднение пропитанной бумажной изоляцией в алюминиевой гофрированной и поливинил-хлоридной оболочках;

ЦАА(Г)Шв — кабель на напряжение 6—10 кВ с алюминиевыми жилами с бумажной изоляцией, пропитанной нестекающей, на основе церезина, массой в алюминиевой гофрированной и поливинилхлоридной оболочках при условии, что они не будут подвергаться значительным растягивающим усилиям.

В кабельных сооружениях предусматриваются противопожарные устройства и эффективные средства автоматического и дистанционного пожаротушения, выполняется автоматическая пожарная сигнализация с применением дымовых извещателей, а также предусматривается надлежащая вентиляция. В кабельных полуэтажах и подвалах на каждые 100 м² предусматривается углекислотный огнетушитель ОУ-5 или ОУ-8, ящик с песком емкостью 0,5 м³ и лопаты. Такое же противопожарное оборудование нужно предусматривать в кабельных туннелях. Это оборудование устанавливается у входа в кабельное помещение или в туннель. На трассе туннелей в радиусе не более 20—25 м от входов или вентиляционных шахт устанавливаются снаружи пожарные гидранты. Имеющие вентиляцию заглубленные кабельные каналы на территории предприятия также снабжаются дымовыми (не менее, чем двумя) извещателями, устанавливаемыми в вытяжных вентиляционных шахтах (коробах). Наряду с указанными устройствами пожаротушения предусматриваются эффективные мероприятия по ограничению объема возникших пожаров и по быстрой их ликвидации во

избежание их распространения на большие участки кабельной канализации. Для этой цели проложенные в туннелях кабели разделяются горизонтальными асбоцементными перегородками толщиной 8—10 мм, огнестойкостью 0,25 ч. Кабели от разных источников питания к потребителям «особой» группы прокладываются по возможности по отдельным трассам или по различным проходам трехстенного туннеля или канала. В местах пересечений силовые кабели напряжением до 1000 В и контрольные кабели отделяются от кабелей напряжением выше 1000 в асбоцементными плитами толщиной 8—10 мм огнестойкостью 0,25 ч. Параллельные туннели и каналы разделяются несгораемыми стенками с пределом огнестойкости не менее 1,5 ч. Протяженные туннели и коллекторы разделяются на отсеки длиной от 100 до 200 м, в которых предусматриваются двери и люки, выполняемые согласно § П-3-113 ПУЭ. Шахты отделяются несгораемыми перегородками от туннелей и помещений, в которые они входят.

Кабельные помещения под распределительными устройствами секционируются несгораемыми перегородками по числу секций распределительных устройств. В подвалах электромашинных помещений с большим количеством кабелей маслonaполненное электрооборудование устанавливается в отдельных несгораемых камерах с отдельной вентиляцией, независимой от вентиляции подвала.

Соединительные муфты силовых кабелей располагаются на отдельных полках и защищаются стальной трубой диаметром не менее 150 мм, толщиной стенки не менее 5 мм и длиной 1250 мм. Внутренние стенки труб обкладываются двумя слоями листового асбеста толщиной 4—5 мм. При длине туннелей и каналов до 400 м кабели обычно прокладываются без соединительных муфт. Большое значение имеет правильная эксплуатация кабельного хозяйства. Не должно быть недопустимых перегрузок кабелей; противопожарные устройства и приспособления должны быть в постоянной готовности к действию.

Туннели применяются для прокладки большого количества (порядка 20—30) кабелей, идущих в одном направлении. Типовые кабельные туннели имеют ширину 1,8 м и 1,5 м и высоту 2,1 м и 1,5 м; туннели высотой 1,5 м называются полупроходными. Ориентировочное число кабелей с условным диаметром 36 мм, которое можно уложить в нормальных туннелях, колеблется в зависимости от вида раскладки от 54 до 63 при ширине 1,5 м и до 90 при ширине 1,8 м. В полупроходных туннелях можно уложить от 36 до 42 кабелей при ширине 1,5 м и до 60 при ширине 1,8 м. Полупроходные туннели применяются главным

образом на коротких участках длиной до 100 м, на ответвлениях от главных туннелей и т. п., а также при относительно небольших потоках кабелей и в местах, где из-за наличия других подземных коммуникаций затруднено устройство туннелей нормальной высоты. Туннели длиной до 7 м могут иметь один выход. В туннелях длиной от 7 до 200 м должно быть не менее двух выходов (по концам туннеля). В туннелях большей протяженности расстояние между двумя ближайшими выходами должно быть не более 200 м.

Туннели выполняются по типовым строительным чертежам серии ИС-01-05 «Унифицированные сборные железобетонные туннели» харьковского Промстройпроекта. На поворотах, разветвлениях и пересечениях туннелей и для вывода кабелей из туннелей в блок или траншею применяются специальные колодцы или камеры. Полы в туннелях делаются без уступов, порогов, ступеней и т. п., затрудняющих вентиляцию и обслуживание. Переходы с одной отметки на другую выполняются в виде пандуса с уклоном по возможности не более 15°.

Примерный порядок раскладки кабелей в туннелях показан на рис. 10.7, а, б. Можно прокладывать силовые и контрольные кабели в общих коллекторах совместно с кабелями связи и водо-, тепло- и воздухопроводами. Прокладка совместно с газопроводами, с трубопроводами горючих и легковоспламеняющихся жидкостей и с магистральными трубопроводами противопожарного водоснабжения не допускается. Порядок размещения кабелей в коллекторе показан на рис. 10.7, в, г.

При большом количестве открыто прокладываемых кабелей (250—300) в подвале электромашинного помещения (ЭМП) предусматриваются следующие мероприятия:

- кабельный этаж или туннель размещается в верхней зоне подвала;

- кабели в подвале располагаются в несколько потоков под перекрытием ЭМП с обеспечением возможности их ремонта и замены во время эксплуатации.

Кабели нельзя прокладывать над установленным в подвале ЭМП электрооборудованием; если же это неизбежно, то под потоками кабелей устраиваются несгораемые экраны. Высота кабельного этажа или туннеля предусматривается не менее 1 800 мм от пола до балок перекрытия, до низа светильников или до низа кабельных потоков, пересекающих проход. На коротких участках (до 10—15 м) допускается уменьшение высоты до 1 500 мм. Для частичной разгрузки подвалов ЭМП электропроводки, отходящие от щитов, установленных на первом этаже ЭМП, но не выходящие за его пределы,

прокладываются в трубах (не более одного слоя) в подливке пола 1-го этажа ЭМП.

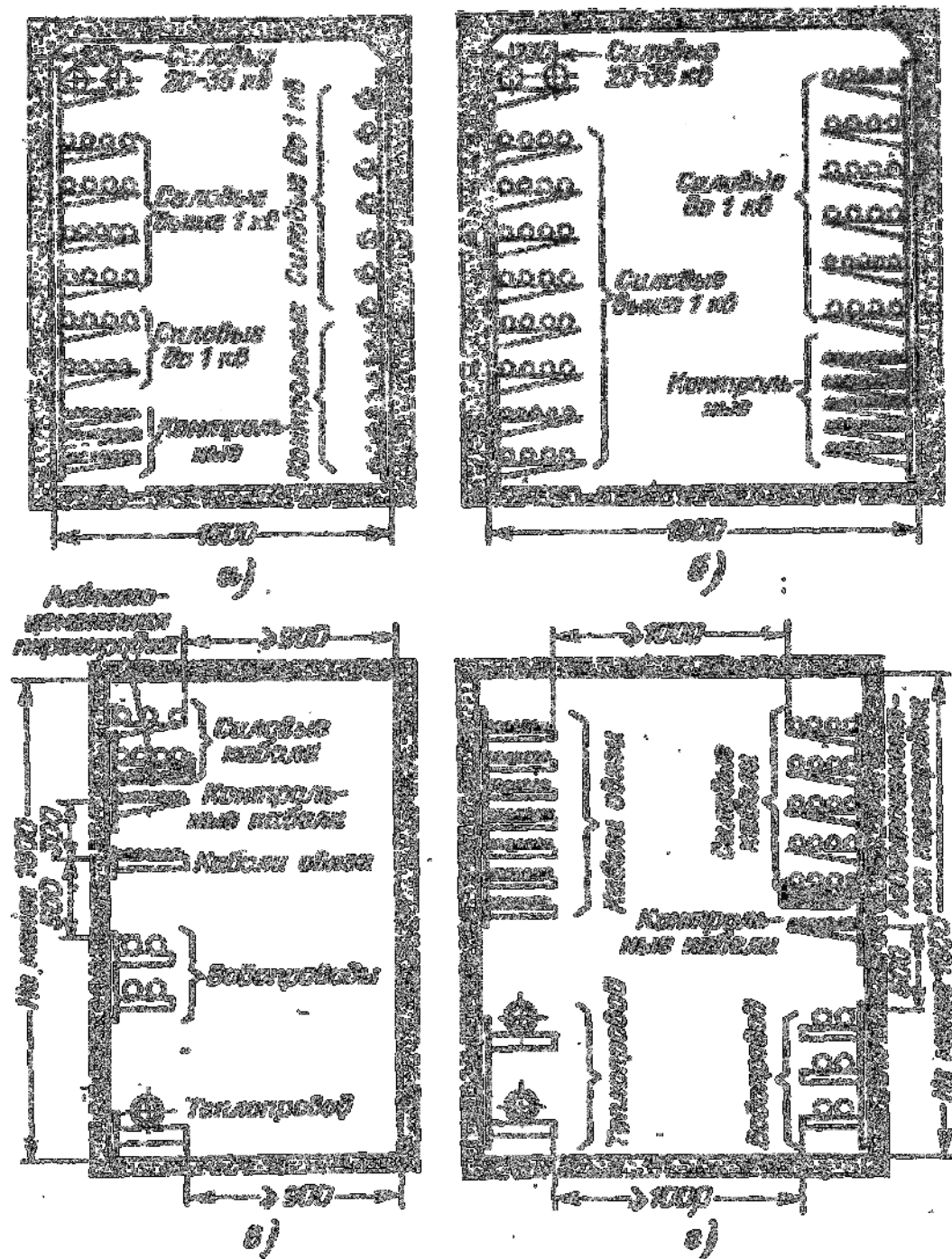


Рис. 10.7. Прокладка кабелей в туннелях и коллекторах.

а — в туннеле 1 500 мм; б — в туннеле 1 800 мм в — в коллекторе при одностороннем расположении; г — в коллекторе при двустороннем расположении.

Для прокладки кабелей в каналах применяются типовые каналы харьковского Промстройпроекта, выполненные из сборного железобетона. При небольшом числе кабелей и стесненных условиях их прокладки можно применить каналы из монолитного бетона или кирпича. Размеры каналов колеблются в широких пределах: по ширине от 300 до 1 200 мм и по глубине от 290 до 900 мм. В зависимости от размеров количество силовых кабелей в каналах колеблется в очень широких пределах: от 9—5 кабелей в каналах размером 300X300 мм, до 56—35 кабелей в каналах 1200X 900 мм. Контрольных кабелей соответственно можно проложить от 16—11 до 170—97. Для внецеховой канализации рекомендуются полуподземные каналы, как более удобные в эксплуатации. При наличии взрывоопасных газов тяжелее воздуха в каналах предусматриваются диафрагмы из песка через каждые 30 м. При прохождении в здании каналов длиной до 50 м предусматривается их вентиляция, осуществляемая шахтами. Кабельные каналы нельзя применять на участках, где возможно разлитие расплавленного металла, жидкостей или других веществ, разрушительно действующих на оболочки кабелей.

Прокладка кабелей в блоках (рис. 10.8) наименее экономична. Она допускается в исключительных случаях лишь на тех участках, где требуется повышенная надежность и где нельзя применить другие более простые и дешевые прокладки, например при наличии блуждающих токов, агрессивных грунтов, при насыщенности территории различными коммуникациями и сооружениями и, наконец, при вероятности разлива металла или агрессивных жидкостей. Допустимые токи кабелей, прокладываемых в блоках, значительно меньше, чем для кабелей в земле, так как условия охлаждения хуже, особенно в средних ячейках блока. Они определяются в соответствии с § 1-3-17 и 1-3-18 ПУЭ в зависимости от числа кабелей и от их размещения в пределах блока.

Трасса блочной канализации делается прямолинейной с отклонением от прямой не более 10 мм на 2 м, с уклоном 0,003 м от середины в сторону колодцев. Пересечение дорог должно быть по кратчайшему пути (отклонение от перпендикуляра не более 30°). В местах изменения направления трассы кабельных блоков, при их разветвлении, при переходе кабелей из блока в траншею, а также на протяженных прямых участках трассы сооружаются кабельные колодцы или камеры, размеры которых допускают разделку линейных муфт. Во всех случаях, когда это допустимо по условиям трассы, блочная канализация переводится в траншею.

На рис. 10.8 приведены примеры выполнения и основные характеристики блоков из труб. Рекомендуются бетонные однопустотные и двухпустотные трубы или же асбестоцементные трубы, изготавливаемые для безнапорных трубопроводов (рис. 10.8, в). В агрессивных и насыщенных водой грунтах применяются керамические трубы (рис. 10.8, б).

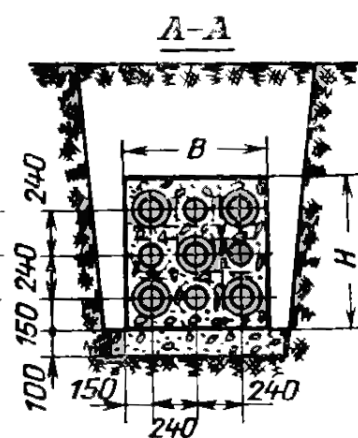
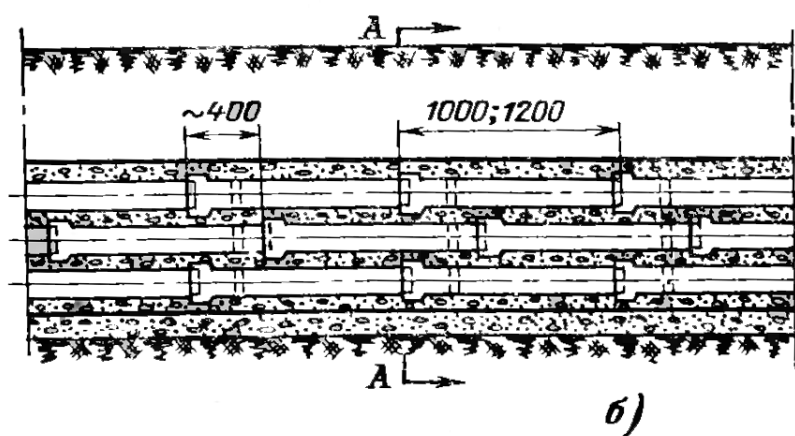
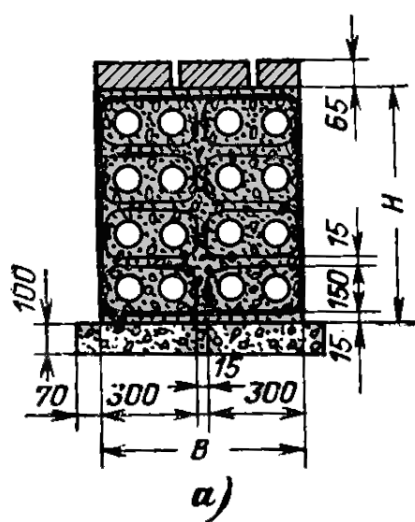
Прокладка кабелей на эстакадах и по стенам зданий целесообразна: на химических, нефтехимических, металлургических И других заводах, насыщенных различными подземными коммуникациями, затрудняющими прокладку больших потоков кабелей в земле;

на предприятиях с большой агрессивностью почвы, воздействующей на оболочки кабелей;

в местах, где возможно значительное скопление в кабельных каналах и туннелях взрывоопасных газов тяжелее воздуха;

в районах вечной мерзлоты, в которых имеет место пучение грунтов под воздействием тепла, выделяемого кабелями, и образование морозобойных трещин, вследствие чего кабели в земле подвергаются растягивающим усилиям, приводящим к авариям.

Предусматривается, где это возможно, совмещенная прокладка кабельных эстакад на общей полосе отчуждения с другими коммуникациями (водо-, газо-, теплопроводов и технологических трубопроводов). Учитываются условия окружающей среды, вибрация стен и сооружений, используемых для прокладки кабелей и т. п. На участках, где возможно разлитие расплавленного металла, кабельные эстакады не допускаются.



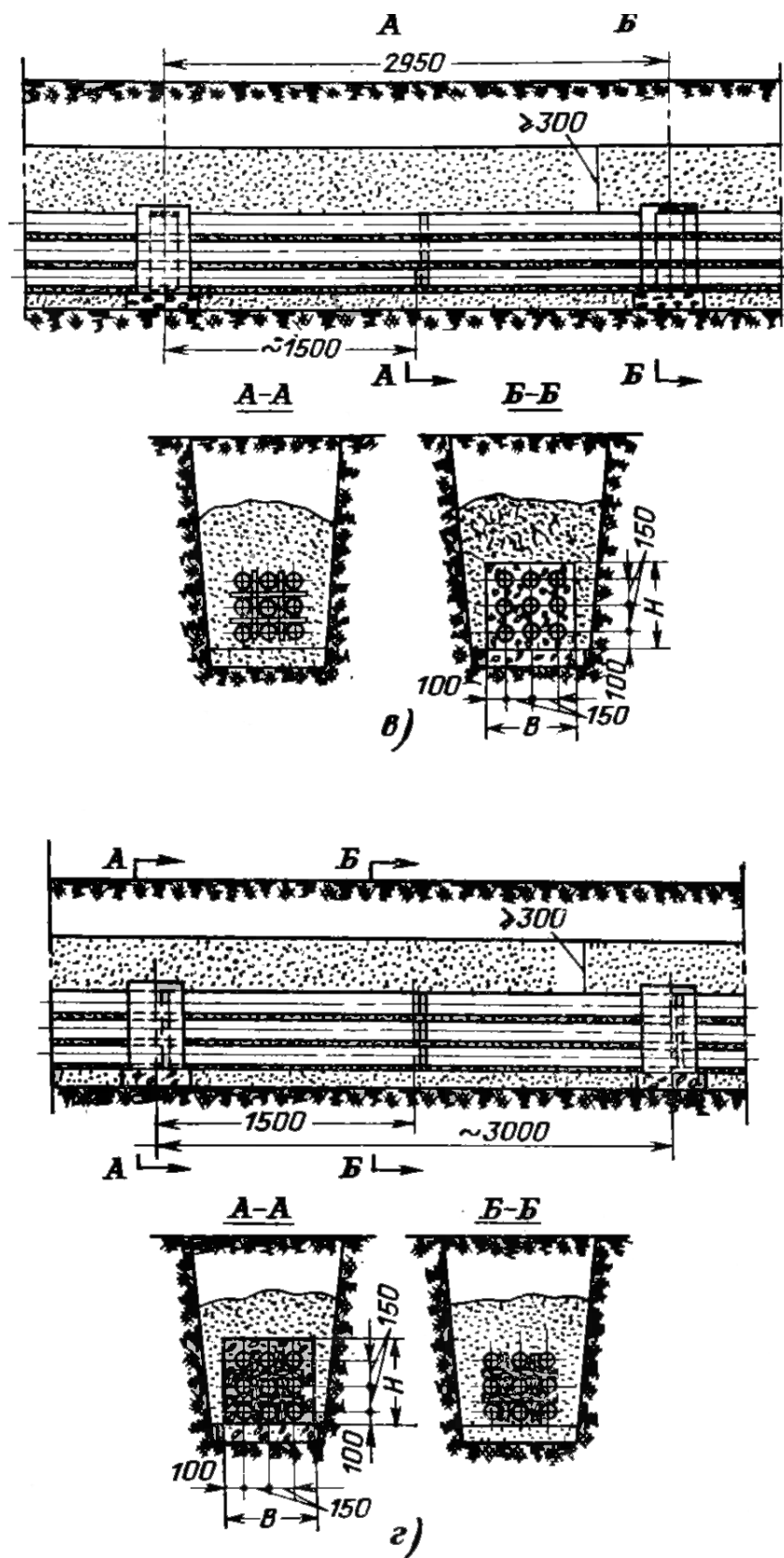


Рис. 10.8. Примеры выполнения блоков.

а — из железобетонных панелей для сухих грунтов; б — из керамических труб для агрессивных и насыщенных водою грунтов; в — из асбоцементных труб; г — из полиэтиленовых или винипластовых труб.

Число пересечений с другими надземными инженерными сооружениями и коммуникациями должно быть минимальное. Трасса должна проходить параллельно осям координатной сетки генплана предприятия с углами поворота в 90° (в виде исключения 45°). Полоса отчуждения под кабельную эстакаду принимается равной ширине эстакады плюс по 1 м в обе стороны от нее. В этой полосе не допускается выполнять земляные работы.

Нужно выдерживать минимальные расстояния по вертикали от кабелей или нижних горизонтальных конструкций эстакады до пересекаемых коммуникаций, приведенные ниже:

До головки рельса неэлектрифицированных железнодорожных путей	подъездных	— 6 м;
то же электрифицированных		— 12 м;
до полотна автодороги		— 4,5 м;
до паропроводов и трубопроводов с горячей водой		— 1 м;
до прочих трубопроводов (кроме трубопроводов с горячей жидкостью и маслопроводов)		— 0,5 м.

От основания опор кабельной эстакады до кювета или бордюрного камня проезда принимается расстояние не менее 1,5 м по горизонтали. При вводе кабелей в здания классов В-I и В-II их оболочки и брони присоединяются к заземлителю защиты от вторичных воздействий молнии. При вводе в здания классов В-I,а, В-I,б и В-II,а, В-II,б кабели заземляются. Сама эстакада заземляется через каждые 40—50 м. Кабельная эстакада на всем протяжении защищается от прямых ударов молнии отдельно стоящими молниеотводами, если хотя бы один из кабелей, проложенных на эстакаде, вводится в здание или сооружение 1-й категории по молниезащите (или классов В-I и В-II по ПУЭ). Молниеотводы должны быть удалены от кабельной эстакады не менее чем на 5 м. Допускается использовать в качестве молниеотводов хорошо заземленные здания и сооружения, а также молниеотводы, установленные на соседних зданиях и сооружениях.

Во избежание опасных механических напряжений и повреждений рекомендуется применять на эстакадах бронированные кабели, но без наружного джутового защитного покрова с противокоррозионной защитой или с наружным защитным покровом из негорючих материалов. При применении небронированных кабелей в местах их крепления к конструкциям

предусматриваются эластичные прокладки. Расстояния между опорными конструкциями для кабелей на эстакаде принимаются:

в районах со среднегодовой температурой выше 0°С равным 0,8—1 м;

в районах со среднегодовой температурой ниже 0°С 1,8—2 м.

Для удобства монтажа и эксплуатации кабелей на эстакадах предусматриваются мостики, за исключением тех случаев, когда раскатку и укладку кабелей на полки и монтаж муфт можно выполнить со специальных механизмов (рис. 10.10).

На эстакадах, совмещаемых с технологическими трубопроводами, кабели прокладываются:

со стороны трубопроводов с негорючими веществами;

при наличии горючих паров или газов с удельным весом менее 0,8 по отношению к воздуху — ниже трубопроводов, а при удельном весе газов более 0,8 — выше трубопроводов. Между кабелями и параллельно проложенными трубопроводами принимается расстояние не менее 0,5 м.

Кабели защищаются от перегрева теплом, выделяемым теплопроводами.

На рис. 10.9 приведены различные типы кабельных эстакад, а на рис. 37 показаны способы прокладки кабелей на них. В таблице показано количество кабелей, которое рекомендуется прокладывать на одной полке эстакады.

Длина полки, мм	Наружный диаметр кабеля, мм			
	до 20	до 36	до 50	до 60
250	5(12)	4(6)	3	2
360	7(17)	5(10)	4	3

Примечание. В скобках указаны контрольные кабели.

Наряду с описанными выше токопроводами 6— 10 кВ для передачи в одном направлении больших мощностей может быть применен новый многоамперный одножильный кабель марки АсВАВ (иначе называемый «кабелем-токопроводом») сечением 1 500 мм², напряжением 10 кВ с поливинилхлоридной изоляцией в алюминиевой оболочке. Пропускная способность этого кабеля около 1 600 А, расчетный вес одного метра 9,5 кг, ориентировочная стоимость в трехфазном исполнении 40 руб. Кабель АсВАВ можно прокладывать в земле и в помещении, в том числе при сложных



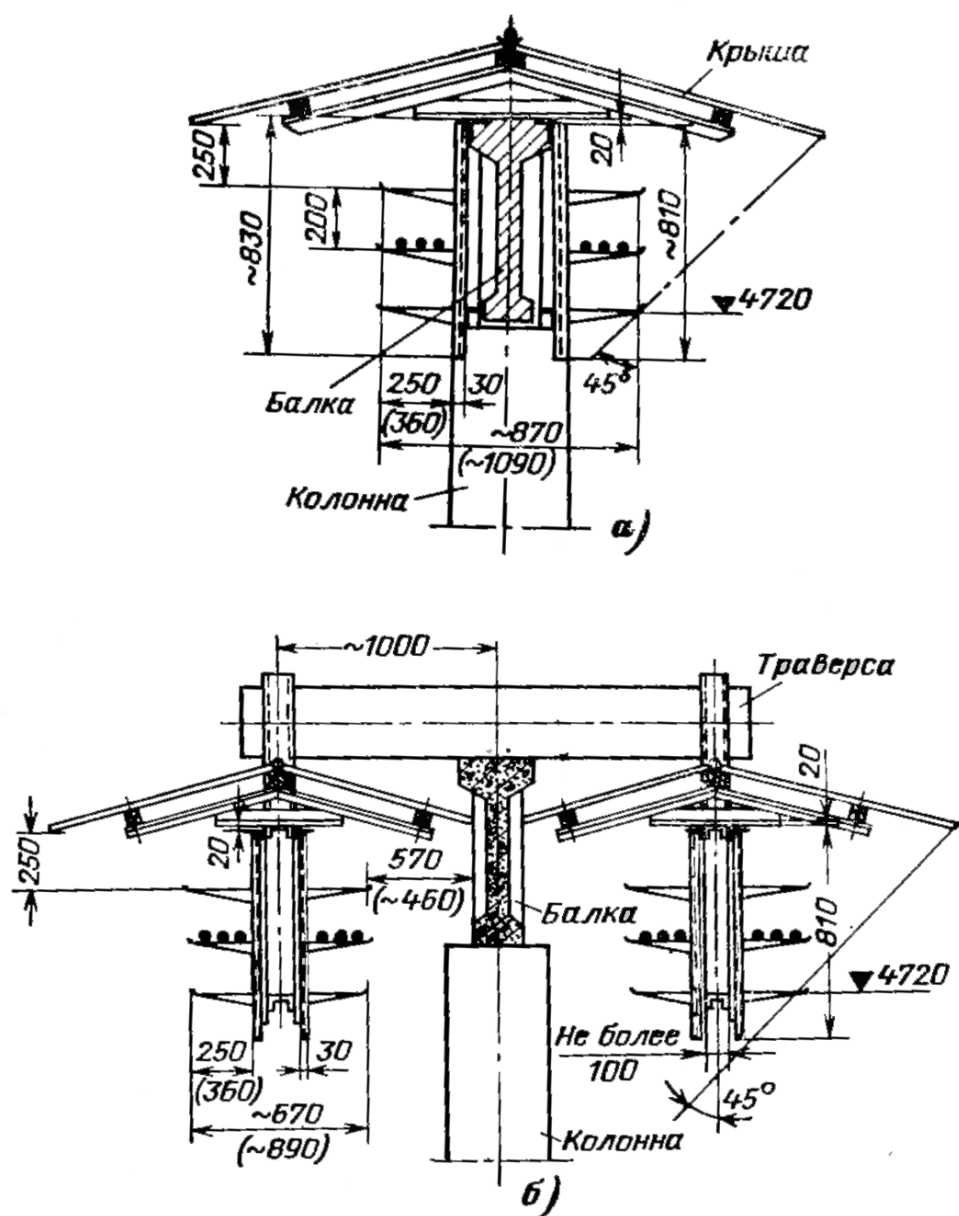
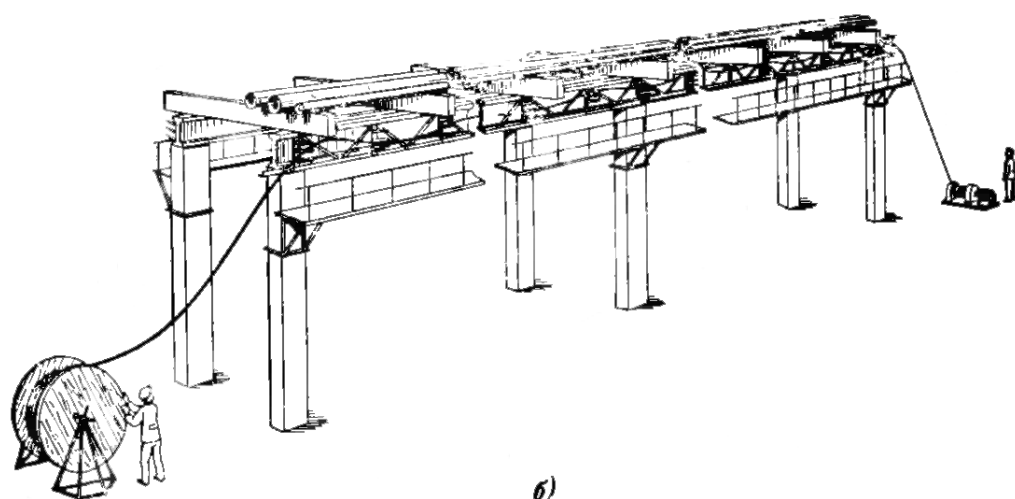
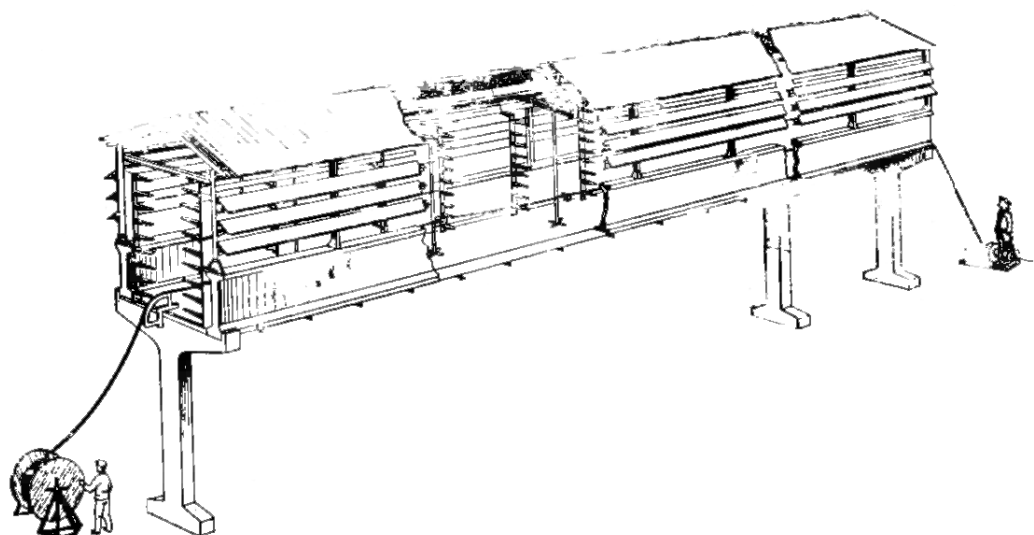
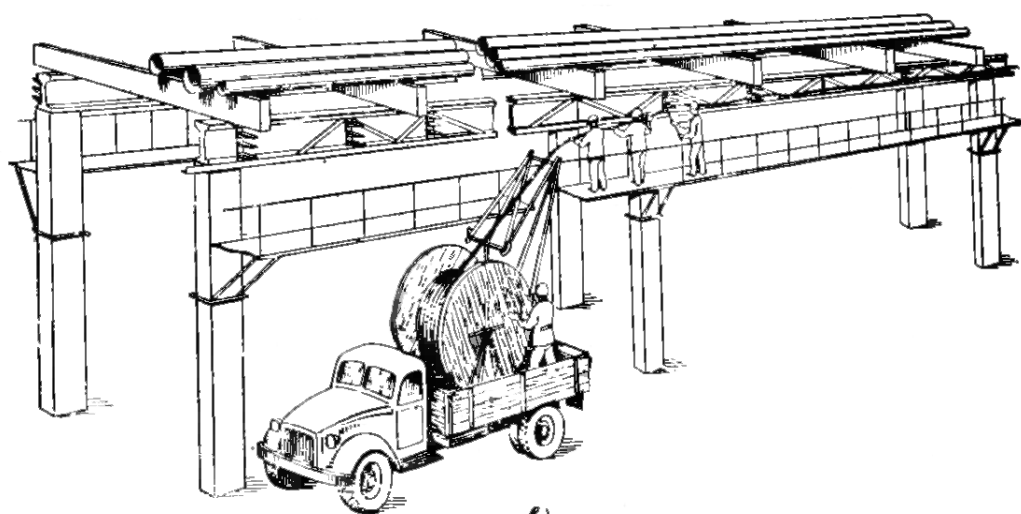


Рис. 10.9. Типы кабельных эстакад
 а - одноцепная; б и в- двухцепные; г – галерейная



б)



в)

Рис. 10.10. Способы прокладки кабелей на эстакадах.
а, б — при помощи электролебедки; в — при помощи специальной автомашины.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. Виды токопроводов
2. Способы прокладки кабелей
3. Что такое «поверхностный эффект»
4. Типы кабельных эстакад

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Липкин Б. Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. - М.: Высшая школа, 1990.
2. Федоров А. А., Каменева В. В. Основы электроснабжения промышленных предприятий - М.: Энергия, 1979. - 408с.
3. Кудрин Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий. - М.: Энергоатомиздат, 1995.
4. Конюхова Е. А. Электроснабжение объектов. - М.: Высшая школа, 2001.- 320с.
5. Идельчик В. И. Электрические системы и сети. - М.: Энергоатомиздат, 1989.
6. Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения - М.: Высшая школа, 1991 - 496с.
7. Андреев В. А. Релейная защита, автоматика и телемеханика в системах электроснабжения - М.: Высшая школа, 1985. - 391с.
8. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б. Н. Неклепаева. - М.: издательство НЦ ЭНАС, 2000.-152с.
9. Справочник по проектированию электроснабжения/Под ред. Ю. Г. Барыбина и др. - М.: Энергоатомиздат, 1990. - 576с.
10. Электротехнический справочник: В 3-х т., т.2. Электротехнические устройства/Под ред. В. Г. Герасимова и др. - М.: Энергоатомиздат, 1988.
11. Справочник: Комплектные электротехнические устройства. - М: Энергоатомиздат, 1999.
12. Киреева Э. А., Юнее Т., Айюби М. Автоматизация и экономия электроэнергии в системах промышленного электроснабжения: Справочные материалы и примеры расчетов. - М.: Энергоатомиздат, 1998. - 320с.
13. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного

проектирования: Учебное пособие для вузов. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608с.

14. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2т. Т. 1. Электроснабжение/Под ред. А. А. Федорова. - М.: Энергоатомиздат, 1986.

15. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2т. Т. 2. Электрооборудование/Под ред. А. А. Федорова. -М.: Энергоатомиздат, 1987.

16. Колпачков В. И., Ящура А. И. Производственная эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт энергетического оборудования. Справочник. - М: Энергосервис, 1999-438с.

17. Справочная книга для проектирования электрического освещения/Под ред. Г. М. Кнорринга. - Л.: Энергия, 1976.

18. Правила устройства электроустановок. М.: Энергосервис, 1998.

19. Правила эксплуатации электроустановок потребителей. М.: Энергосервис, 2000.

20. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. СПб.: издательство ДЕАН, 2002 - 208с.

21 Л.А.Солдаткина. Электрические сети и системы - М.: Энергия, 1979. - 213с.

СОДЕРЖАНИЕ

1. Тема 1. Основные сведения о системах электроснабжения	3
1.1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ.....	3
1.2. ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ОБЪЕКТОВ.....	4
1.3. ОРГАНИЗАЦИЯ ВЗАИМООТНОШЕНИЙ МЕЖДУ ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ И ПОТРЕБИТЕЛЕМ.....	6
1.4. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМАМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	7
2. Тема 2. Классификация приёмников электрической энергии промышленных предприятий.....	12
2.1. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРИЕМНИКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ.....	12
2.2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ПОКАЗАНИЯ ЭЛЕКТРОЕМНИКОВ.....	13
2.3. ВЫБОР ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ.....	15
2.4. КАТЕГОРИИ НАДЕЖНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯ К ИСТОЧНИКАМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	16
3. Тема 3. Схемы электрических соединений в системе электроснабжения промышленных предприятий.....	20
3.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О СХЕМАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ....	20
3.2. СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИЙ.....	20
3.3. ВНУТРИПРОМЫШЛЕННЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СХЕМЫ.....	36
3.4. СХЕМЫ ВНУТРИЦЕХОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ.....	38
3.5. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЙ С ЗАГРЯЗНЕННОЙ И АГРЕССИВНОЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДОЙ.....	39
4. Тема 4. Характеристики графиков электрических нагрузок элементов систем электроснабжения.....	46
4.1. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ.....	46
4.2. ГРАФИКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК.....	46
4.2.1. ИНДИВИДУАЛЬНЫЕ ГРАФИКИ НАГРУЗОК.....	47
4.2.2. ГРУППОВЫЕ ГРАФИКИ НАГРУЗОК.....	49

4.2.3. ПОКАЗАТЕЛИ ГРАФИКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК.....	49
5. Тема 5. Методы расчёта электрических нагрузок.....	55
5.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАСЧЕТЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК.....	55
5.2. СРЕДНИЕ НАГРУЗКИ.....	56
5.3. МАКСИМАЛЬНЫЕ НАГРУЗКИ: ЭТАПЫ РАСЧЕТА МАКСИМАЛЬНЫХ НАГРУЗОК.....	57
5.4. МЕТОДЫ РАСЧЕТА МАКСИМАЛЬНЫХ НАГРУЗОК.....	58
5.5. РАСЧЕТ МАКСИМАЛЬНЫХ НАГРУЗОК ПО УРОВНЯМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	59
5.6. ПИКОВЫЕ НАГРУЗКИ.....	67
6. Тема 6. Компенсация реактивной мощности.....	69
6.1. СОСТАВЛЯЮЩИЕ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ.....	69
6.2. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТЯХ.....	70
6.3. ИСТОЧНИКИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ.....	72
6.4. РЕГУЛИРОВАНИЕ МОЩНОСТИ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ.....	76
7. Тема 7. Выбор места расположения питающих подстанций промышленных предприятий.....	84
7.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ВЫБОРЕ МЕСТА ПОЛОЖЕНИЯ ПИТАЮЩИХ ПОДСТАНЦИЙ.....	84
7.2. КАРТОГРАММА НАГРУЗОК.....	84
7.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВНОГО ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК.....	86
8. Тема 8. Общие указания по расчёту токов короткого замыкания.....	88
8.1. РАСЧЕТНЫЕ УСЛОВИЯ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ	
8.1.1. ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ПО УСЛОВИЯМ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	88
8.1.2. РАСЧЕТНЫЙ ВИД КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	88
8.1.3. РАСЧЕТНАЯ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	89
8.1.4. РАСЧЕТНАЯ ТОЧКА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	90
8.2. РАСЧЕТНАЯ СХЕМА.....	90

8.3. СОСТАВЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ СХЕМЫ.....	90
9. Тема 9. Расчёт токов короткого замыкания.....	96
9.1. ОСНОВНЫЕ ДОПУЩЕНИЯ, ПРИНИМАЕМЫЕ ПРИ РАСЧЕТАХ КЗ.....	93
9.2. СОСТАВЛЕНИЕ СХЕМ ЗАМЕЩЕНИЯ И РАСЧЕТ ИХ ПАРАМЕТРОВ ДЛЯ РАСЧЕТА ТРЕХФАЗНЫХ КЗ.....	93
9.3. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОГРАНИЧЕНИЮ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	96
10. Способы канализации энергии на промышленных предприятиях.....	100
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	128