

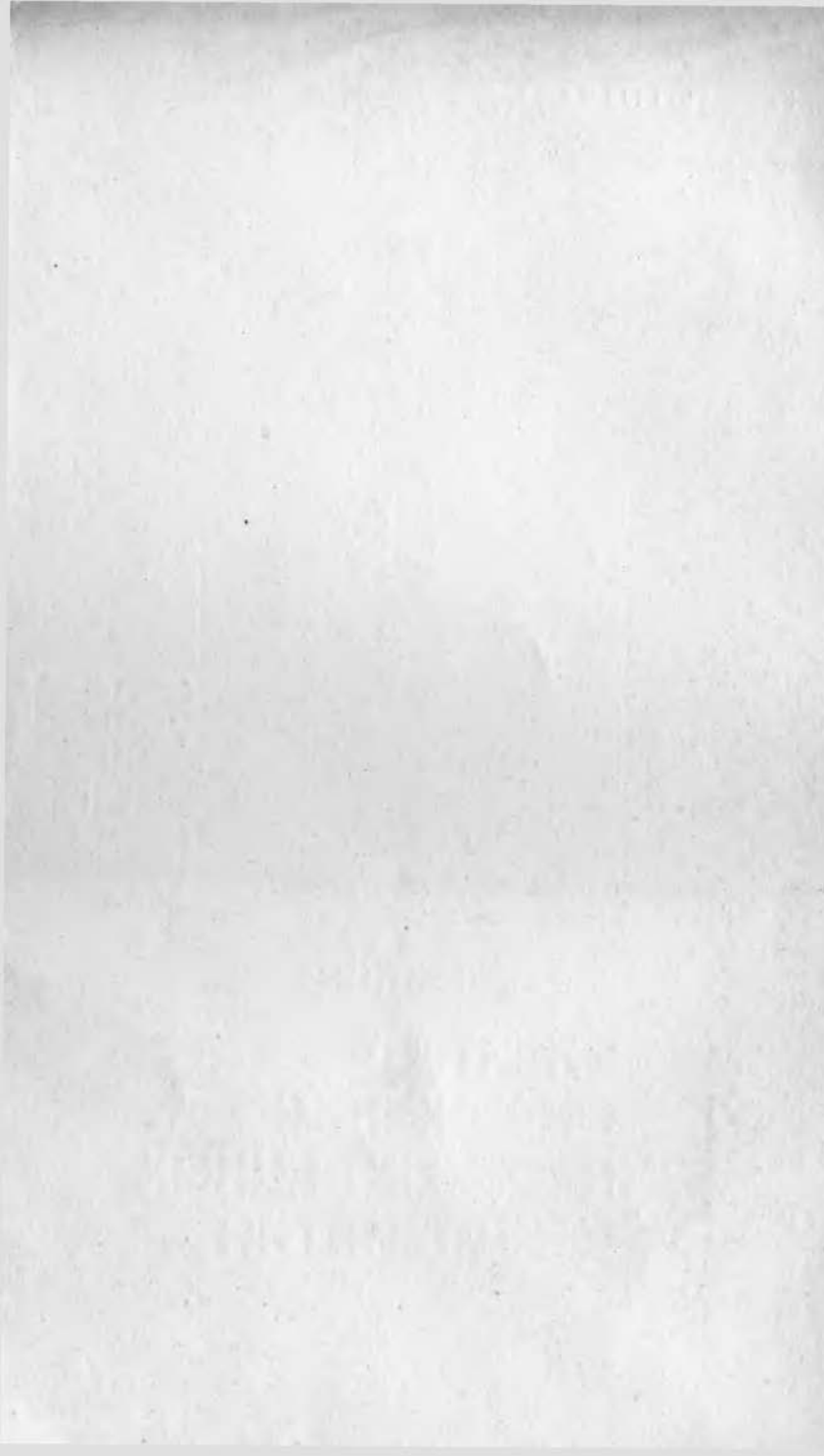
**Библиотека
ЭЛЕКТРОМОНТЕРА**



А. А. ЕРМИЛОВ

**ЭЛЕКТРО-
СНАБЖЕНИЕ
ПРОМЫШЛЕННЫХ
ПРЕДПРИЯТИЙ**





Библиотека
ЭЛЕКТРОМОНТЕРА

Выпуск 453

А. А. ЕРМИЛОВ

ЭЛЕКТРО- СНАБЖЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Издание третье,
переработанное и дополненное

606400 гор. Балахна
Горьковской обл. пр. Дзержинского, 38
Балахинское электротехническое предприятие

№ 381



Москва «Энергия» 1977

6П2.1
Е73
УДК 658.26 : 621.31

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

Большаков Я. М., Зевакин А. И., Каминский Е. А., Ларионов В. П.,
Мусаэлян Э. С., Розанов С. П., Синьчугов Ф. И., Семенов В. А.,
Смирнов А. Д., Устинов П. И.

Ермилов А. А.

Е73 Электроснабжение промышленных предприятий.
Изд. 3-е, перераб. и доп. М., «Энергия», 1977.

128 с. с ил. (Б-ка электромонтера. Вып. 453).

В книге приведены основные сведения о построении современных систем электроснабжения промышленных предприятий и их электрических схемах. Даны сведения о конструктивном выполнении электросетей. Второе издание книги вышло в 1971 г. В третьем издании нашли отражение новые решения в области развития систем электроснабжения.

Книга предназначена для электромонтеров, работающих по монтажу и эксплуатации электрооборудования промышленных предприятий.

Е $\frac{30312-061}{051(01)-77}$ 63-77

6П2.1

© Издательство «Энергия», 1977

ПРЕДИСЛОВИЕ К ТРЕТЬЕМУ ИЗДАНИЮ

Предусмотренное XXV съездом КПСС огромное развитие электроэнергетики Советского Союза ставит весьма ответственные задачи перед энергетиками промышленности, которая потребляет около двух третей всей вырабатываемой в нашей стране электроэнергии. Возрастают мощности, потребляемые предприятиями и отдельными электроприемниками. В связи с этим усложняются задачи рационального построения схем распределения электроэнергии. Повышаются требования к надежности, экономичности, к удобству и безопасности эксплуатации и к качеству электроэнергии.

В третьем издании брошюры нашли отражение новые нормативные и технические материалы и прогрессивные решения в области совершенствования и развития систем электроснабжения промышленных предприятий, возникшие после выхода второго издания. Отражены особенности электроснабжения энергоемких предприятий и предприятий, расположенных в загрязненных зонах и в районах Крайнего Севера. Учтены повышенные требования к надежности питания «особых групп электроприемников. Получил развитие раздел качества электроэнергии в связи с непрерывно возрастающим применением вентильных преобразователей, дуговых электрод печей и крупной электросварки. Раздел компенсации реактивной мощности переработан с учетом указаний, выпущенных Госэнергонадзором Минэнерго СССР в 1974 г.

Замечания по третьему изданию брошюры просьба направлять по адресу: 113114, Москва, М-114, Шлюзовая набережная, 10, изд-во «Энергия».

Автор

1. 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. Экономичность и надежность системы электроснабжения достигается путем применения взаимного резервирования сетей предприятий и объединения питания промышленных, коммунальных и сельских потребителей. При сооружении на предприятиях 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.

Большой и все возрастающий удельный вес получают крупные энергоемкие предприятия черной и цветной металлургии, химии и другие, которые предъявляют высокие требования к их надежному и экономичному электроснабжению. Они характеризуются большими значениями суммарных установленных мощностей элек-

троприемников, которые при дальнейшем развитии крупных комбинатов достигнут 1500—2000 МВт. Сильно возросли единичные мощности агрегатов.

Очень серьезные дополнительные требования к электроснабжению предъявляют электроприемники с резкопеременной циклически повторяющейся ударной нагрузкой (см. § 6) и потребители, требующие особой бесперебойности питания при всех режимах системы электроснабжения.

В отношении требуемой надежности электроснабжения электроприемники делятся на три категории.

К 1-й категории относятся лишь те электроприемники, перерыв в электроснабжении которых может повлечь за собой опасность для людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса. Эти электроприемники должны обеспечиваться питанием от двух независимых источников, и перерыв их электроснабжения допускается лишь на время автоматического включения резерва. Примерами электрических нагрузок 1-й категории могут служить доменные цехи, котельные производственного пара, ответственные насосные, приводы вагранок, разливочные краны, водоотливные и подъемные установки горнорудных предприятий и др.

Удельный вес нагрузок 1-й категории в большинстве отраслей не очень велик, за исключением химической и металлургической промышленности. На некоторых заводах этих отраслей он достигает 40—80%. На машиностроительных заводах нагрузка 1-й категории незначительна.

Из электрических нагрузок 1-й категории выделяют электроприемники так называемой «особой» группы, бесперебойная работа которых необходима для обеспечения возможности безаварийного останова производства. В некоторых производствах прекращение вентиляции может вызвать опасную концентрацию горючих или токсических газов, а остановка насосов — пожар или взрыв. Примерами таких электроприемников являются электродвигатели задвижек и запорной арматуры, приводы вентиляторов, компрессоров центробежных насосов, а также аварийное освещение некоторых помещений.

Для уменьшения затрат на резервирование отнесенные электроприемники к особой группе должно делаться очень осмотрительно, сообразуясь с их ролью в технологическом процессе.

Ко 2-й категории (наиболее многочисленной) относятся электроприемники, которые также очень важны, но перерыв их питания связан только с массовым недоотпуском продукции, простоем людей, механизмов и промышленного транспорта. Требования к резервированию их питания менее строгие, чем к электроприемникам 1-й категории. Допускаются перерывы электропитания на время, необходимое для ручного включения резерва дежурным персоналом и даже выездной бригадой, если подстанция не имеет постоянного дежурства. Некоторые группы электроприемников 2-й категории по предъявляемым ими требованиям к питанию ближе к 1-й категории, а другие, наоборот, ближе к 3-й категории. Поэтому к вопросам питания нагрузок этой категории нужно относиться очень осторожно и безусловно не применять огульное их резервирование в той степени, как это необходимо для нагрузок 1-й категории. Это обстоятельство нашло отражение и в Правилах устройства электроустановок (ПУЭ), которые при определенных условиях допускают не предусматривать специального резервирования электроприемников 2-й категории.

К 3-й категории относятся все прочие электроприемники, например во вспомогательных цехах, цехах несерийного производства, на неответственных складах и т. п. Они допускают перерыв питания на время ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, но продолжительностью не более одних суток.

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

тики 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 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 переемычки, связи на вторичных напряжениях и др.). При послеаварийном режиме допустимо частичное ограничение подаваемой мощности, возможны кратковременные перерывы питания электроприемников 3-й и частично 2-й категорий на время вышеупомянутых переключений и пересоединений, а также позволены отступления от нормальных уровней отклонений и колебаний напряжения и частоты в пределах установленных допусков. 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.

В период послеаварийного режима элементы сети могут быть перегружены в пределах, допускаемых нормативными документами.

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 потребляемой ими мощности. С этой точки зрения предприятия условно подразделены на крупные, средние и малые [Л.2].

2. НАПРЯЖЕНИЯ ПИТАЮЩИХ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

В ГОСТ приняты следующие номинальные напряжения:

в сетях до 1000 В: 36; 220/127; 380/220; 660/380 В;
в сетях выше 1000 В: (3); 6; 10; 20; 35; 110; 150; 220;
330; 500; 750 кВ.

Наивыгоднейшее для данного предприятия напряжение зависит от многих факторов, основными из которых являются мощность, потребляемая предприятием, его удаленность от источника питания и напряжение, на котором может производиться питание. Для питания промышленных предприятий применяются напряжения от 6 до 220 кВ в зависимости от упомянутых факторов. К очень крупным энергоемким предприятиям подводятся напряжения 330 и даже 500 кВ. Распределение электроэнергии на первой ступени крупных предприятий производится на напряжении внешней питающей сети 110 кВ, а иногда 220 кВ с применением глубоких вводов питающих линий 110—220 кВ. Преимущественно применяются глубокие вводы 110 кВ. Глубокие вводы 220 кВ целесообразны в тех случаях, когда это напряжение является питающим и, следовательно, не потребуется промежуточной трансформации. Если же напряжение питающей сети выше 220 кВ, т. е. 330 или 500 кВ и на границе предприятия сооружается приемная трансформаторная подстанция, то выгоднее применить глубокие вводы на напряжение 110 кВ.

Напряжение 35 кВ может применяться для средних предприятий. Рекомендуются глубокие вводы 35 кВ на территорию предприятия в виде магистралей, к которым присоединяются трансформаторы 35/0,4 кВ без применения промежуточного напряжения 6 или 10 кВ. На крупных предприятиях напряжение 35 кВ в качестве основного недостаточно и может применяться лишь для питания крупных электроприемников, с номинальным напряжением 35 кВ (сталеплавильные печи, ртутно-выпрямительные установки) или же для питания отдельных удаленных нагрузок.

Напряжение 20 кВ имеет некоторые принципиальные преимущества перед 10 и 35 кВ. Его легче применить во внутрицеховых сетях, чем напряжение 35 кВ, для этого потребуются более легкие и дешевые аппараты

и кабели, чем при 35 кВ. При использовании напряжения 20 кВ снижаются годовые расходы по сравнению с применением напряжения 10 кВ за счет уменьшения потерь электроэнергии в сетях, трансформаторах и другом электрооборудовании, уменьшаются токи короткого замыкания, несколько облегчается питание отдельных удаленных потребителей как самого предприятия, так и ближайшего района. Однако несмотря на это, напряжение 20 кВ не находит применения на промышленных предприятиях, так как оно является недостаточным для современных крупных предприятий в качестве единого напряжения и на первых ступенях электроснабжения приходится применять более высокие напряжения.

Напряжения 10 (6) кВ применяются, в основном, на второй и последующих ступенях распределения энергии на крупных предприятиях и в распределительных сетях небольших и средних предприятий. На первой ступени электроснабжения крупных предприятий напряжения 10 (6) кВ целесообразны при применении токопроводов. Из сравнения напряжений 10 и 6 кВ можно сделать вывод, что для внутривоздушных распределительных сетей в качестве основного в большинстве случаев целесообразно напряжение 10 кВ. При этом питание электродвигателей средней мощности, которые пока еще не изготавливаются, на напряжение 10 кВ можно осуществлять при напряжении 6 кВ по одному из следующих способов:

от установленных на главной понизительной подстанции (ГПП) или подстанции глубокого ввода (ПГВ) трансформаторов с расщепленными вторичными обмотками, одна из которых имеет напряжения 10 кВ, а другая 6 кВ, если суммарная нагрузка электроприемников на напряжение 6 кВ приближается к половине мощности трансформатора;

от отдельных промежуточных подстанций 10/6 кВ в тех случаях, когда суммарная мощность двигателей 6 кВ значительна, но недостаточна для рациональной загрузки ветви 6 кВ расщепленной обмотки трансформатора и в то же время число электродвигателей велико, а их единичные мощности относительно небольшие;

по схеме блока трансформатор — двигатель, если число двигателей 6 кВ невелико, мощности их значительны и они расположены обособленно друг от друга.

Применение напряжения 6 кВ может оказаться целесообразным:

при напряжении генераторов собственной ТЭЦ, равном 6 кВ, особенно в тех случаях, когда от последней питается значительная часть предприятия;

при преобладании электроприемников на напряжение 6 кВ. (в частности, электродвигателей);

при поставке электродвигателей на напряжение 6 кВ комплектно с производственным оборудованием.

Напряжение 3 кВ в качестве основного напряжения распределительной сети не применяется. В ГОСТ оно сохранено только для применения на действующих электроустановках до их реконструкции.

В электроустановках до 1000 В применяется напряжение 380/220 В с питанием силовых и осветительных электроприемников от общих трансформаторов, но, как правило, от отдельных сетей. Напряжение 220/127 В применяется очень редко на реконструируемых или расширяемых предприятиях, на которых остается много электроустановок с вышеуказанным напряжением, или же в тех случаях, когда для освещения целесообразно применение отдельных трансформаторов или специальных промежуточных трансформаторов 660/230/133 и 380/230/133 В.

В помещениях с повышенной опасностью и особо опасных для стационарного местного освещения и ручных переносных ламп обычно применяется напряжение 36 В и только при особо неблагоприятных условиях в отношении опасности поражения электрическим током (например, при работе в котлах или других металлических резервуарах) для питания ручных переносных ламп применяется напряжение не выше 12 В.

Напряжение 660 В пока применяется очень мало. Электрооборудование на это напряжение выпускается еще в очень ограниченном количестве и ассортименте. Целесообразность применения этого напряжения неодинакова для разных отраслей промышленности. Наиболее целесообразно оно на тех предприятиях, на которых по условиям генплана, технологии и окружающей среды нельзя широко применить приближение цеховых трансформаторов к центрам питаемых ими нагрузок. На этих предприятиях (например, в угольных шахтах, карьерах) приходится прокладывать протяженные и разветвленные кабельные сети до 1000 В большого сечения. На-

пряжение 660 В может оказаться целесообразным также на предприятиях с очень большой удельной плотностью электрических нагрузок и концентрацией мощностей, например на химических, нефтехимических, шинных и т. п. предприятиях. Наиболее целесообразно напряжение 660 В в сочетании с первичным напряжением 10 кВ.

Необходимо отметить, что при применении напряжения 660 В частично сохраняется сеть 380/220 в объеме, необходимом для питания мелких электродвигателей, осветительных электроприемников, катушек пускателей, цепей управления и измерения, которые не могут быть подключены непосредственно к сети 660 В. Это приводит к удорожанию электрохозяйства предприятия и несколько осложняет его эксплуатацию.

3. ИСТОЧНИКИ ПИТАНИЯ И ПУНКТЫ ПРИЕМА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Источники питания (ИП). Основными и наиболее надежными ИП предприятий электроэнергией являются электростанции и сети районных энергосистем, у которых, кроме того, стоимость электроэнергии дешевле, чем на собственных заводских электростанциях. Собственные заводские электростанции сооружаются на предприятиях с большим теплоснабжением, когда они служат для комбинированного снабжения предприятия электроэнергией и теплом, производя электрическую энергию в соответствии с графиком тепловых нагрузок. Примером могут служить некоторые предприятия химической промышленности, на которых основным ИП может явиться собственная ТЭЦ. Собственный ИП может также потребоваться при размещении предприятий в удаленных районах, не имеющих связи с энергосистемой или же при недостатке мощности в энергосистеме данного района, а также при наличии специальных требований к бесперебойности питания. Мощность собственного ИП определяется его назначением. Она может быть равна и даже превышать (при выборе по теплоснабжению) мощность, необходимую предприятию, или же быть равной лишь мощности послеаварийного режима (около 15—25% потребной мощности).

Собственные ИП за исключением мелких или очень удаленных обязательно должны иметь связь с ближайшими районными или другими электрическими сетями.

На относительно небольших объектах с компактным размещением нагрузок при отсутствии специальных требований к бесперебойности питания и при небольшой мощности, получаемой от энергетической системы, связь может осуществляться непосредственно на шинах генераторного или повышенного напряжения заводской электростанции. На более крупных предприятиях эти связи целесообразно осуществлять через отдельные приемные пункты энергии от районной сети: ГПП или распределительный пункт (РП) на первичном или вторичном напряжении. Это, в частности, применяется при повышенных требованиях к надежности питания и при достаточной располагаемой мощности источников, а также при наличии удаленных от собственной электростанции предприятия групп потребителей, около которых целесообразно сооружение собственного пункта приема энергии от энергетической системы (например, в районе прокатных цехов металлургического завода).

На очень крупных энергоемких предприятиях черной металлургии и химии с потребляемой мощностью порядка 500—1000 МВ·А и более единичная мощность генераторов ТЭЦ составляет более 100 МВт и напряжение генераторов превышает 10 кВ. Такие крупные генераторы включаются по блочной схеме генератор — повысительный трансформатор напряжением 110 или 220 кВ. На этих напряжениях и осуществляются связи с энергосистемой. На таких крупных предприятиях электроэнергия на генераторном напряжении ТЭЦ не распределяется.

Связи с энергосистемой осуществляются не менее чем двумя линиями и двумя трансформаторами (при связях на повышенном напряжении). В тех относительно редких случаях, когда вся нагрузка предприятия полностью покрывается собственной электростанцией (например, на некоторых химических заводах), пропускная способность линий и трансформаторов связи с энергосистемой должна обеспечивать лишь недостающую мощность на станции при выходе из работы наиболее мощного генератора (авария, ревизия, плановый ремонт) и передачу избыточной мощности электростанции в энергосистему при всех возможных режимах, имеющих место в рабочие дни предприятия, в часы рабочих смен. Так как в большинстве случаев мощность собственной станции недостаточна для покрытия всей нагруз-

ки предприятия, то кроме соблюдения упомянутых условий, необходимо, чтобы при выходе из работы одного из трансформаторов связи оставшаяся суммарная мощность трансформаторов связи и генераторов собственной станции обеспечивала питание всех электроприемников 1-й категории и основных потребителей 2-й категории.

На некоторых предприятиях на связях ТЭЦ с энергосистемой предусматривается делительная защита, отделяющая заводскую электростанцию от энергосистемы при авариях в последней, связанных с потерей значительных генерирующих мощностей, снижением частоты и нарушением устойчивости и качаниями. Если такой защиты не предусмотреть, то вся нагрузка района ляжет на сравнительно маломощную заводскую станцию, она тоже будет вынуждена отключиться и произойдет полное «погашение» предприятия. Устройство делительной защиты нужно согласовывать с энергосистемой.

Правила устройства электроустановок (ПУЭ) к независимым ИП относят распределительные устройства двух электростанций или подстанций, а также две секции сборных шин электростанций или подстанций, если одновременно соблюдены следующие условия: каждая из секций имеет питание от независимого ИП; секции не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключаемую при нарушении нормальной работы одной из секций. В определении независимого ИП в ПУЭ сказано, что таким является источник, «на котором сохраняется напряжение при исчезновении его на других источниках». При этом имеется в виду, что напряжение этого ИП должно быть на уровне, достаточном для устойчивой работы электроприемников. Оно должно сохраняться на уровне не менее 60% номинального в течение времени действия релейной защиты и автоматики (РЗА) в питающей сети при аварийном режиме. Время действия РЗА должно быть минимальным; оно определяется требованиями технологии производства. Названные в ПУЭ независимые ИП нельзя считать полностью равноценными. Например, при аварии на одной из двух секций, из которых каждая питается от независимого (по определению ПУЭ) источника, или при повреждении на одном из присоединений к этой секции может возникнуть глубокое снижение напряжения на обеих связанных секциях, хотя и кратковременно (на время действия защиты).

Это при определенных условиях может привести к нарушению технологического режима, например к останову обеих технологических линий, хотя они и питаются от разных секций, т. е. формально по ПУЭ от независимых источников. Следовательно, подлинно независимыми являются ИП, не связанные ни на приемном пункте, ни по питающей сети. Наилучшим решением для крупных энергоемких предприятий и некоторых очень ответственных объектов являются независимые территориально разобщенные ИП. Такое решение в большинстве случаев определяется и по условиям удовлетворения потребности в электроэнергии энергоемких предприятий.

Необходимо иметь в виду, что две системы шин ИП, если одна из них (рабочая) не секционирована, не являются независимыми ИП как по существу, так и по определению независимого источника, приведенному в ПУЭ. Если повредится рабочая несекционированная система шин, отключатся все линии, питающие данное предприятие. Питание может быть восстановлено лишь после переключения этих линий на вторую неповрежденную систему шин. Это займет значительное время, так как не может быть автоматизировано. Следовательно, требования к надежности питания нагрузок 1-й категории не обеспечены. Для повышения надежности и удовлетворения требований ПУЭ нужно в этом случае разделить все отходящие линии между двумя системами шин, которые будут являться как бы двумя секциями сборных шин, а шиносоединительный выключатель будет играть роль секционного. Последний может быть постоянно отключен и автоматически включаться или же постоянно включен и автоматически отключаться при аварии. Такую систему называют системой с фиксированным присоединением линий.

Практика показала, что даже при наличии двух независимых ИП может при определенных условиях иметь место полное или частичное «погашение» предприятия. Поэтому для обеспечения бесперебойного питания упомянутых выше «особых» групп электроприемников предусматривается третий (аварийный) независимый ИП минимальной мощности, если не представляется возможным обеспечить непрерывность их питания в любой аварийной ситуации путем рационального построения общей схемы электроснабжения (см. § 4). Третий ИП не-

обходим только для безаварийного останова производства и отнюдь не для продолжения работы предприятия. Его мощность зависит от характера технологии данного производства и выбирается из расчета питания только тех механизмов и устройств, которые обеспечивают безаварийную остановку предприятия. В большинстве случаев суммарная нагрузка электроприемников особой группы невелика. Мощность третьего ИП не следует необоснованно завышать.

В качестве таких аварийных источников могут применяться небольшие дизельные станции, бензиновые двигатели, аккумуляторные батареи или же электрические связи с ближайшими независимыми источниками, которые остаются в работе при обесточении предприятия, а в нормальном режиме не используются вовсе или используются не на полную пропускную способность. При рассредоточенном расположении особых групп электроприемников применяется несколько аварийных источников небольшой мощности, расположенных в непосредственной близости от нагрузок. Высокое быстродействие резервирования питания «особых» электроприемников обеспечивают так называемые агрегаты бесперебойного (или гарантированного) питания (АПБ), мощность которых составляет: 16; 31,5; 63; 125; 250 кВ·А [Л. 1].

Пункты приема электроэнергии выполняются по-разному в зависимости от подводимой мощности, расстояния от источника питания, напряжения питающих линий и требуемой степени бесперебойности питания.

Если предприятие невелико, потребляет небольшую мощность, производственные здания не разбросаны и нет особых требований к бесперебойности электроснабжения, то электроэнергия от источника питания может быть подведена к одному трансформаторному (ТП) или распределительному (РП) пункту на напряжении 10 или 6 кВ.

Если же предприятие потребляет значительную мощность (более 40 МВ·А), источник питания удален, группы электроприемников расположены в удаленных друг от друга местах и имеются повышенные требования к бесперебойности электроснабжения, то питание целесообразно подводить к двум и более приемным пунктам на более высоком напряжении — 35, 110 и даже 220 кВ, а в отдельных случаях на очень крупных предприятиях—

от электросетей 330 и 500 кВ. В этих случаях прием электроэнергии производится на узловых распределительных подстанциях (УРП).

Распределительный пункт служит для приема и распределения электроэнергии без ее преобразования или трансформации. Иногда распределительный пункт совмещается с одной из цеховых трансформаторных подстанций (ТП), обслуживающей ближайших потребителей. От РП электроэнергия распределяется по цеховым подстанциям и подводится к электроприемникам высокого напряжения (электродвигателям, электродвигателям, электродвигателям и др.).

Цеховыми ТП называются подстанции, преобразующие электроэнергию на пониженное напряжение и непосредственно питающие потребителей одного или нескольких прилегающих цехов или часть большого цеха. В ряде случаев от этих же подстанций питаются близко расположенные потребители высокого напряжения.

Узловой распределительной подстанцией (УРП) называется центральная подстанция предприятия на напряжение 110—500 кВ, получающая энергию от энергосистемы и распределяющая ее по подстанциям глубоких вводов 35—220 кВ на территории предприятия. При питании на напряжении 35—220 кВ узловые подстанции обычно бывают чисто распределительными, а при напряжении 330—500 кВ появляется, кроме чисто транзитных линий, частичная трансформация на напряжение 110 кВ для распределения энергии внутри предприятия. В некоторых случаях УРП совмещается с ближайшей районной подстанцией, если основная часть энергии потребляется данным предприятием.

Главной понизительной подстанцией (ГПП) называется подстанция, получающая питание непосредственно от районной энергосистемы и распределяющая энергию на более низком напряжении (обычно 10 или 6 кВ) по всему предприятию или отдельному его району.

Подстанцией глубокого ввода (ПГВ) называется подстанция 35—220 кВ, получающая питание непосредственно от энергосистемы или от УРП данного предприятия, предназначенная для питания отдельного объекта или района предприятия и расположенная

вблизи основных нагрузок этого объекта непосредственно на территории предприятия. Подстанции глубокого ввода выполняются по упрощенным схемам коммутации на первичном напряжении.

Пункты приема электроэнергии обычно связываются друг с другом и с собственными электростанциями завода отдельными связями или через распределительную сеть.

4. СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Наиболее экономичной и надежной системой электроснабжения является такая, при которой источники высшего напряжения максимально приближены к потребителям электроэнергии, а прием электроэнергии рассредоточивается по нескольким пунктам. Происходит децентрализация электроснабжения. При этом сводятся к минимуму число сетевых звеньев и количество ступеней промежуточной трансформации и коммутации. Система электроснабжения строится таким образом, чтобы все ее элементы постоянно находились под нагрузкой. «Холодный» резерв в линиях и трансформаторах не применяется. При таком режиме работы уменьшаются потери электроэнергии и повышается надежность, так как долго находившийся в бездействии «холодный» резервный элемент может при его включении отказать в работе вследствие каких-либо неисправностей, образовавшихся в нем за это время и оказавшихся незамеченными. Так называемый «скрытый» резерв предусматривается в самой схеме электроснабжения, которая в послеаварийном режиме должна быть в состоянии принять на себя нагрузку временно выбывшего элемента путем перераспределения ее между оставшимися в работе частями сети с использованием перегрузкой способности электрооборудования. Восстановление питания потребителей производится автоматически с использованием простейшей автоматики на переменном оперативном токе. Применяется также автоматическое отключение неответственных потребителей на время послеаварийного режима, если питающие линии или трансформаторы даже с учетом перегрузки не могут обеспечить полное резервирование.

В большинстве случаев применяется отдельная работа элементов системы электроснабжения: линий, токопроводов, трансформаторов. При этом существенно сни-

1/2/381

606400 гор. Балахна
Горьковской обл. пр. Дзержинского, 28
Балахнинские электростанции Горьковского

жается ток короткого замыкания и упрощается коммутация и релейная защита трансформаторов и вводов, на которых в некоторых случаях устанавливается только разъединитель или выключатель нагрузки или даже осуществляется глухое присоединение трансформаторов.

Благодаря применению автоматики надежность питания при раздельной работе в большинстве случаев оказывается не меньшей, чем при параллельной. Применяется секционирование всех звеньев системы электроснабжения от источника питания до сборных шин низкого напряжения ТП, а иногда и цеховых силовых распределительных пунктов. На секционных аппаратах предусматриваются простейшие схемы автоматического включения резерва (АВР). Это значительно повышает надежность питания.

Однако практика последнего времени показала, что при раздельной работе даже с применением АВР не всегда удается добиться необходимого быстродействия восстановления питания. На подстанциях с мощными синхронными двигателями нужно считаться с замедлением действия АВР, выполняемого по схеме с пуском по напряжению. Применение схемы с пуском по напряжению и по частоте хотя и улучшает положение, но не всегда обеспечивает своевременное действие АВР с точки зрения самозапуска электродвигателей. Иногда схема действует неселективно. При питании секций подстанции от разных источников имеется опасность включения несинхронных напряжений при действии АВР. Увеличились число и мощности электроприемников с большими и частыми толчками активной и реактивной нагрузки, передающимися в питающую электрическую сеть и вызывающими в ней соответствующие колебания напряжения, а иногда и частоты, недопустимые для других потребителей электроэнергии, питаемых от этой сети.

В связи с изложенным возникает вопрос о переходе в отдельных случаях на параллельную работу источников питания. При этом решении вводы или понижающие трансформаторы работают параллельно, секционный выключатель замкнут. При нарушении нормальной работы одной из цепей секционный выключатель автоматически отключается (см. § 1-2-7 ПУЭ).

Параллельная работа может оказаться целесообразной и необходимой:

при питании ударных резкопеременных нагрузок;

электроприводы прокатных станов, электропечи, крупная электросварка;

если АВР не обеспечивает необходимое быстродействие восстановления питания с точки зрения самозапуска электродвигателей и при вероятности неселективного действия схемы;

если имеется вероятность включения несинхронных напряжений при действии АВР (например, при наличии заводской ТЭЦ).

Параллельная работа требует повышения качества электрооборудования и, в частности, повышения его отключающей и пропускной способности, что связано с увеличением затрат. Поэтому необходимость применения параллельной работы требует в каждом отдельном случае технико-экономического обоснования с учетом необходимой степени бесперебойности электроснабжения и эксплуатационной надежности той и другой схем.

Схемы электроснабжения строятся по ступенчатому принципу. Число ступеней определяется мощностью предприятия и размещением электрических нагрузок на его территории. Обычно применяется две-три ступени. При большем числе ступеней усложняются коммутация, защита и эксплуатация. Схемы с числом ступеней более двух применяются в отдельных случаях на периферийных участках, для питания отдельных выносных трансформаторов или же они возникают в процессе эксплуатации по мере роста предприятия.

На малых и некоторых средних предприятиях в ряде случаев целесообразно применение только одной ступени распределения энергии между пунктом приема энергии от системы и пунктами ее потребления — цеховыми ТП или упомянутыми выше электроприемниками высокого напряжения; вторая ступень применяется лишь для отдельных удаленных от приемного пункта потребителей.

Под первой ступенью распределения энергии имеются в виду сети на напряжение 110—220 кВ, соединяющие источники питания предприятия (УРП, ТЭЦ, ГПП) с ПГВ, если распределение производится при напряжении 110—220 кВ, или же сети между ГПП и распределительными пунктами (РП), если распределение производится при напряжении 6—10 кВ. Под второй ступенью распределения энергии подразумеваются распределительные сети на напряжение 6—10 кВ, идущие от РП или рас-

предустройства вторичного напряжения ПГВ к цеховым ТП или же отдельным электроприемникам высокого напряжения: электродвигателям, электропечам, преобразователям и др.

На первой ступени распределения энергии применяются:

магистральные или радиальные линии глубоких вводов 110 (220) кВ при передаваемых по ним мощностях около 50 МВ·А и более;

магистральные (иногда радиальные) токопроводы 6—10 кВ при передаваемых мощностях свыше 15—20 до 60—80 МВ·А;

магистральные или радиальные кабельные сети 10 или 6 кВ при передаваемых по ним мощностях менее 15—20 МВ·А.

При сопоставлении и выборе схем с глубокими вводами 110—220 кВ или магистральными токопроводами 6—10 кВ, кроме передаваемых мощностей, необходимо также учитывать следующие соображения. Если по условиям размещения нагрузок и построения генплана возможно без особых затруднений осуществить принцип дробления подстанций и глубокие вводы 110 кВ, то необходимость в токопроводах отпадает. Если же размещение большого числа подстанций 35—220 кВ и прохождение воздушных линий глубоких вводов представляет затруднение, то применяются токопроводы. Окончательное решение принимается при построении генплана на основании технико-экономического расчета. Иногда одновременно применяются обе эти прогрессивные системы. Примером такого сочетания может служить схема электроснабжения крупного комбината, приведенная на рис. 17.

Схемы глубоких вводов 110—220 кВ. Глубоким вводом называется система электроснабжения с максимально возможным приближением высшего напряжения (35—220 кВ) к электроустановкам потребителей с минимальным количеством ступеней промежуточной трансформации и аппаратов. На предприятиях средней мощности линии глубоких вводов вводятся непосредственно от энергосистемы. На более крупных предприятиях глубокие вводы отходят от УРП или ГПП. Линии глубоких вводов проходят по территории предприятия в виде радиальных кабельных или воздушных линий электропередачи или магистралей с ответвлениями к наиболее

крупным пунктам потребления электроэнергии. Таким образом, прием энергии децентрализуется, т. е. производится не одной ГПП, а несколькими ПГВ 35, 110 или 220 кВ, расположенными относительно близко друг к другу. Это дает возможность применения в отдельных случаях однострансформаторных ПГВ, если возможно и целесообразно передать аварийное питание нагрузок I-й категории по связям вторичного напряжения с другими ПГВ или с ТЭЦ или же другими способами, а также при наличии централизованного резерва, обеспечивающего быструю замену поврежденного трансформатора.

Число разукрупненных ПГВ 35—220 кВ зависит от плотности, размещения и концентрации электрических нагрузок. Наибольшее применение система разукрупнения подстанций 110—220 кВ находит при нагрузках, размещенных во многих пунктах на большой территории, например на горно-обогатительных комбинатах, карьерах и т. п., на которых число подстанций, подключаемых к линиям глубоких вводов, доходит до 10—12. На предприятиях или участках предприятий с более концентрированными нагрузками, на которых имеются крупные электропечи, мощные электродвигатели, электролизные ванны и т. п., мощность ПГВ 35—220 кВ более значительна, а их число меньше (до трех-четырех).

Подстанции глубоких вводов выполняются по упрощенной схеме без сборных шин и, как правило, без выключателей на стороне первичного напряжения. Они размещаются рядом с обслуживаемыми ими производственными корпусами, а их распределительные устройства 6—10 кВ рекомендуется встраивать в эти корпуса. В зависимости от мощности и назначения ГПП и ПГВ, от схемы их питания и удаленности от питающего источника на первичном напряжении 35—220 кВ применяются следующие упрощенные схемы ГПП и ПГВ.

1. Схемы с короткозамыкателями и делителями (рис. 1, а) применяются при установке понижительных трансформаторов 6300 кВ·А и выше, присоединяемых к ответвлениям от проходящих магистральных линий 35—220 кВ, в том числе линий глубоких вводов. Схема действует в такой последовательности: под воздействием релейной защиты замыкается короткозамыкатель поврежденного трансформатора и отключается головной выключатель питающей линии, снабженный

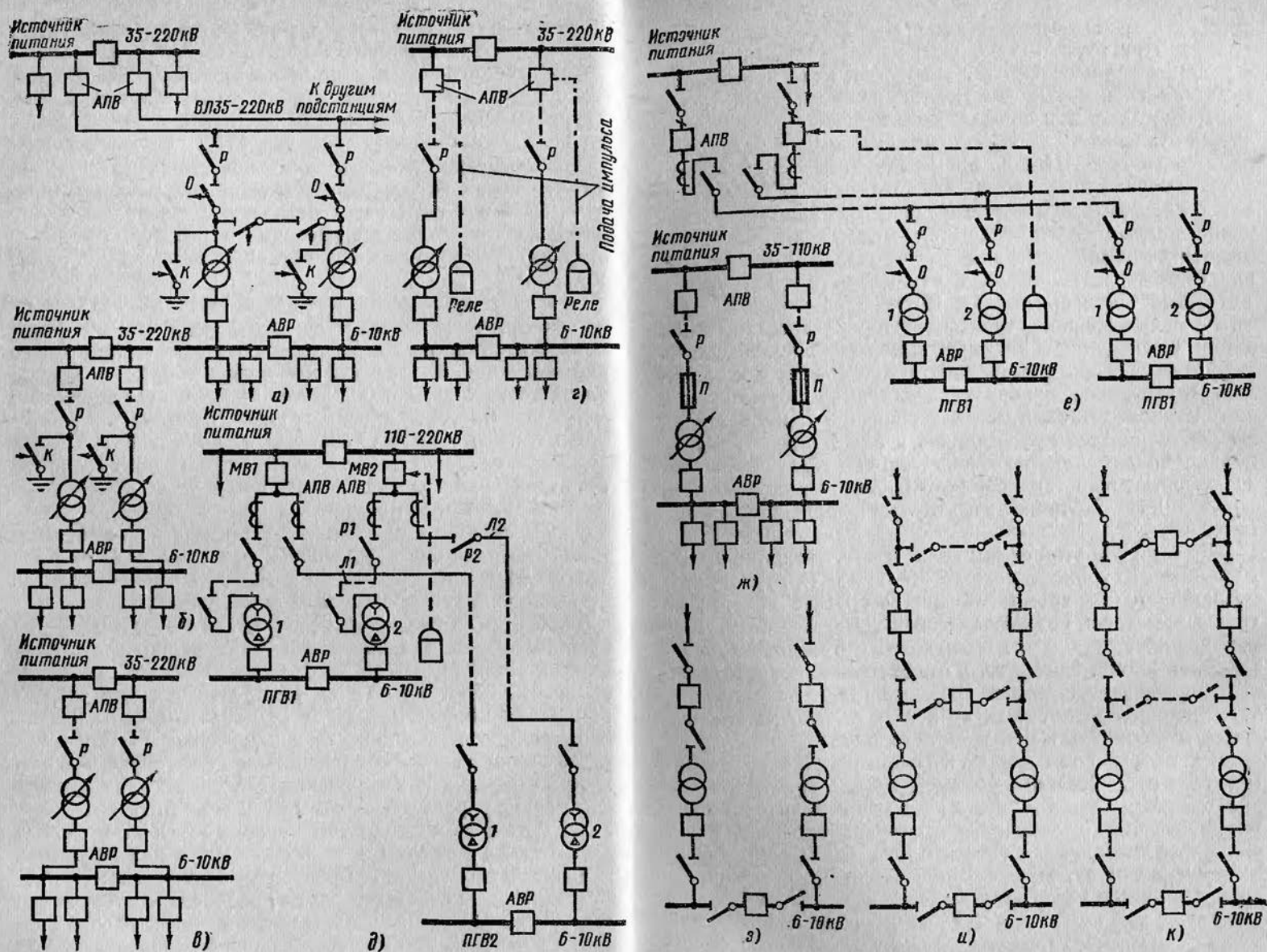


Рис. 1. Подстанции глубоких вводов 110—220 кВ без сборных шин на первичном напряжении.

а — с отделителями и короткозамыкателями при магистральном питании; б — только с короткозамыкателями при радиальном питании; в — только с разъединителями при радиальном питании; г — с отделителями и короткозамыкателями при радиальном питании; д — с отделителями и короткозамыкателями при радиальном питании; е — только с короткозамыкателями при радиальном питании; ж — с короткозамыкателями при радиальном питании; з — с короткозамыкателями при радиальном питании; и, к — с выключателями на вводах; и, к — с выключателями на вводах и в перемычке.

устройством автоматического повторного включения (АПВ). При этом с помощью вспомогательных контактов короткозамыкателя K замыкается цепь привода отделителя O , который отключает поврежденный трансформатор лишь при обесточенной питающей линии, т. е. позже отключения головного выключателя и ранее, чем ^сподействует его АПВ, во время так называемой «бестоковой» паузы, т. е. в то время, когда в цепи отделителя нет тока. Для этого в схеме предусматривается блокировка, разрешающая отключение отделителя только при отключенном выключателе на источнике питания, так как отделитель не способен отключать ток нагрузки и тем более ток повреждения. После отключения отделителем поврежденного трансформатора устройство АПВ линии, имеющее необходимую выдержку времени, вновь автоматически включает линию и тем самым восстанавливается питание неповрежденных трансформаторов и остальных подстанций, подключенных к данной линии. Не рекомендуется присоединять к одной магистральной линии более четырех подстанций при мощности трансформаторов до 16—25 МВ·А и более двух-трех подстанций с трансформаторами большей мощности.

Недостатком этой схемы является то, что при повреждении любого трансформатора отключаются хотя и кратковременно (на время действия АПВ) и все другие трансформаторы, подключенные к данной магистральной линии. То же самое происходит и при повреждении на самой линии. Кроме того, отделители и короткозамыкатели, выпускавшиеся в прошлые годы отечественной электропромышленностью, не всегда удовлетворяли высоким требованиям к надежности их работы.

2. Схемы только с короткозамыкателями (без отделителей) применяются для трансформаторов тех же мощностей, что и схемы с отделителями, но только для питания каждого трансформатора отдельной радиальной линией по схеме блока линия—трансформатор (рис. 1, б). При возникновении повреждения в трансформаторе короткозамыкатель включается под воздействием релейной защиты от внутренних повреждений в трансформаторе (газовой, дифференциальной), к которым нечувствительна защита головного участка линии; происходит искусственное короткое замыкание, вызывающее отключение головного выключателя этой линии.

Следовательно, головной выключатель в данном случае осуществляет защиту не только линии, но и трансформатора, а установленное на нем устройство АПВ действует при повреждениях как в линии, так и в трансформаторе.

В случае неуспешного АПВ головной выключатель вновь отключается, действие схемы на этом заканчивается и линия остается отключенной длительно, до ликвидации повреждения в питаемом ею трансформаторе. Успешное действие АПВ покажет, что имело место самоустранившееся повреждение на линии, а не в трансформаторе и тогда блок линия — трансформатор останется в работе. Эти схемы просты, не требуют отделителей и, что самое главное, работа схемы не отражается на других потребителях, не подключенных к данному трансформатору, как это имеет место в схемах с отделителями при магистральном питании нескольких подстанций. Но эти схемы применимы только при питании каждого трансформатора отдельной радиальной линией, что дороже, чем при магистральном питании. Кроме того, не всегда представляется возможным по условиям генплана разместить на территории предприятия значительное число радиальных воздушных линий.

Для более успешного применения отделителей и короткозамыкателей следует улучшить качество их заводского изготовления путем внедрения разработанной модернизированной конструкции, а также обеспечить правильную и тщательную их эксплуатацию и своевременную профилактику уже работающих аппаратов. Разработаны новые отделители и короткозамыкатели, контакты которых заключены в закрытой оболочке, заполненной элегазом, электрическая прочность которого даже при небольшом давлении достигает прочности масла.

3. Схемы только с разъединителями или с глухим присоединением на стороне первичного напряжения трансформаторов (рис. 1, в) можно применять для трансформаторов мощностью до 4000—6300 кВ·А включительно, не требующих газовой защиты при питании их по радиальной тупиковой линии по схеме блока линия — трансформатор. Эти схемы можно применить также для трансформаторов любой мощности при радиальном питании в следующих случаях:

при относительно близком расположении источника питания, когда экономически и технически целесообразным является дистанционное управление выключателями головного участка питающей линии по контрольным проводам с воздействием на них защиты трансформатора;

при подаче отключающего импульса на головной выключатель питающей линии (рис. 1, з);

если защита на головном участке питающей линии оказывается достаточно чувствительной при повреждении внутри трансформатора. Но, к сожалению, последнее редко удается осуществить, так как при витковом замыкании поврежденный трансформатор отключается защитой головного участка со значительной выдержкой времени, а затем после срабатывания АПВ трансформатор снова включается, в результате чего внутреннее повреждение усугубляется.

В схеме на рис. 1, з предусмотрена подача отключающего импульса на выключатель, установленный на головном участке питающей линии. Она является простейшей и очень целесообразна на промышленных предприятиях с загрязненной и агрессивной средой, так как чем меньше аппаратов, тем меньше очагов загрязнения и коррозии. Допускается не устанавливать даже разъединитель P , а предусматривать лишь так называемый «ремонтный разъем» подводимых проводов на случай ревизии или ремонта трансформаторов. При отсутствии интенсивного загрязнения окружающей среды вместо ремонтного разъема нужно ставить разъединители для удобства эксплуатации.

Передача отключающего импульса может осуществляться по проводам воздушной линии электропередачи с помощью высококачественной аппаратуры (ВЧТО-М), по воздушным проводным линиям, УКВ радиоканала, кабелям связи. Выбор способа подачи отключающего импульса производится с учетом степени удаленности от питающей подстанции, мощности трансформаторов, надежности работы и др. Он должен обеспечивать надежное и безаварийное отключение при повреждении блока ВЛ-трансформатор и иметь оптимальные экономические показатели.

Для передачи отключающих импульсов на головной выключатель питающей линии могут применяться кабели связи марок ТЗБ, МКБ, МКПАБп, МКПАШп и

др. При длине передачи до 10 км обычно используются по одной паре кабелей для каждой передачи с учетом обеспечения также других нужд: связь, телемеханика, релейная защита и т. п. При длине передачи более 10 км используется аппаратура уплотнения с передачей по одной паре нескольких сигналов. Необходимо иметь в виду, что при коротком замыкании в сети 110—220 кВ с заземленной нейтралью в кабелях передачи отключающего импульса могут возникнуть значительные перенапряжения, величина которых зависит от тока к. з. и коэффициента защитного действия оболочки и брони кабелей. Эти перенапряжения, достигающие до 10 кВ, могут превысить испытательные напряжения контрольных кабелей, приведенные ниже. Поэтому при проектировании необходимо учитывать экранирующее действие подземных трубопроводов, рельсовых путей, металлических оболочек кабелей, тросов ближайших ВЛ и других естественных экранов.

Наиболее пригодным в настоящее время является кабель связи марки МКПАБп или МКПАШп, который согласно техническим условиям ТУМИ 056-68 выдерживает напряжение не менее 5 кВ между всеми жилами (в том числе контрольной) и оболочкой.

Слабым местом являются также аппараты релейной защиты и телеуправления, так как их изоляция рассчитана на напряжение 500 В; желательно иметь не менее 2 кВ.

Схема с подачей отключающего импульса особенно целесообразна при наличии на ИП воздушных выключателей, с которыми происходили аварии при отключении близких коротких замыканий. Это явление принято называть «километренным эффектом», оно обусловлено большими начальными скоростями восстановления напряжения при отключении неудаленных (до 5 км) коротких замыканий.

Схема с подачей отключающего импульса имеет преимущество также и в том отношении, что при ней не будет снижения напряжения на питающей узловой подстанции, которое возникает при действии короткозамыкателя, что весьма нежелательно. Эту схему можно применять не только для тупиковых радиальных линий, но и для подстанций, питаемых отпайками от магистральной линии при расположении подстанций вблизи от центра питания. На этих подстанциях

предусматриваются только отделители, а импульс от действия защиты трансформатора передается не на короткозамыкатель, а непосредственно на выключатель головного участка питающей магистрали (рис. 1, е).

Можно также применить на ИП подсоединение двух радиальных линий 110—220 кВ к одному выключателю (рис. 1, д) вместо схем на рис. 1, б, г с отдельными линиями к каждому трансформатору. При системе двух трансформаторных ПГВ эта схема обеспечивает надежность питания при необходимом запасе мощности трансформаторов и при наличии АВР на вторичном напряжении 6—10 кВ. Каждая ПГВ получает питание от двух разных секций ИП. Схема на рис. 1, д действует следующим образом. При повреждении трансформатора 2 на ПГВ1 от его защиты подается импульс на отключение выключателя МВ2 на ИП. Указательное реле фиксирует поврежденный трансформатор. После успешного АПВ дежурный отключает разъединитель Р1 и включает выключатель МВ2 и тем самым восстанавливается питание неповрежденного трансформатора 2 на ПГВ2 по линии Л2. Если ИП расположен в чистой зоне, то вместо разъединителей Р1 и Р2 можно поставить отделители и все вышеописанные операции будут выполнены автоматически. На время отключения линий Л1 и Л2 питание соответствующих секций ПГВ1 и ПГВ2 будет автоматически восстановлено от соседних трансформаторов при помощи АВР секционных выключателей. При аварии на линии Л1 или Л2 после успешного АПВ отключается выключатель МВ2 от защиты соответствующей линии. Поврежденная линия восстанавливается по неповрежденной линии происходит так же, как и в описанном выше случае аварии с трансформатором а питание секции на стороне 6—10 кВ восстанавливается при помощи АВР секционного выключателя.

Если на подстанциях без выключателей на стороне 110—220 кВ силовые трансформаторы не имеют встроенных трансформаторов тока, то рекомендуется применять так называемые накладные трансформаторы тока типа ТОНД-I на 35—110 кВ или ТОНД-II на 220—330 кВ. Эти трансформаторы тока позволяют осуществить дифференциальную и максимальную защиту трансформаторов. Схема на рис. 1, и более подходит для большинства

4. Схемы с выключателями. При определенных условиях на ПГВ промышленных предприятий оказывается необходимым применение масляных или воздушных выключателей. Обоснованиями для применения таких схем могут явиться:

— условия самозапуска электродвигателей, так как время действия АВР по схеме с отделителями больше, чем при схеме с выключателями;

— усложнение защиты и автоматики при применении отделителей при подпитке места короткого замыкания на линии 110—220 кВ или на ответвлении от нее при двустороннем питании (см. рис. 4).

Все еще недостаточное качество отделителей и короткозамыкателей, не позволяющее уверенно применять их в загрязненных зонах и в районах Крайнего Севера.

Схемы с выключателями применяются также в следующих случаях:

— если по условиям развития электроснабжения на данной подстанции потребуются в дальнейшем сборные шины 110—220 кВ;

— при включении трансформаторов в «рассечку» транзитных линий или линий с двусторонним питанием; когда по техническим причинам нельзя применять короткозамыкатели, а стоимость устройств и кабелей для передачи отключающего импульса велика.

Простейшая блочная схема с установкой выключателей только на вводах к трансформаторам представлена на рис. 1, з. В некоторых случаях для обеспечения эксплуатационных переключений в блочной схеме предусматривается перемычка с выключателем, так называемое устройство перемычки между линейными выключателями и трансформаторами. Этот вариант применяется при ровном графике нагрузки, когда трансформаторы все время равномерно загружены и нет необходимости в частых режимных переключениях. На рис. 1, к приведен вариант с перемычкой, смонтированной между линейными выключателями и линиями, т. е. на выходе от линий. Такой вариант целесообразен при неравномерном суточном графике нагрузки, когда требуются частые режимные отключения и включения трансформаторов. Схема на рис. 1, и более подходит для большинства промышленных предприятий.

Для удобства переключений при ревизиях и ремонтах трансформаторов или линий без временного вывода из работы смежных элементов в схемах мостика иногда предусматриваются показанные пунктиром дополнительные перемычки, в которых устанавливаются два последовательно соединенных разъединителя. Эти перемычки позволяют не прерывать транзита энергии по линии при ремонте выключателей на подстанции. Установка именно двух разъединителей необходима для возможности поочередной ревизии или ремонта одного из них без нарушения работы элементов мостика: трансформаторов или линий. Если в цепи трансформатора (после перемычки) поставить отделитель, то при повреждении трансформатора он отключится (в бестоковую паузу) и транзит мощности восстановится.

Рекомендуется к преимущественному применению схема без перемычки, а только с выключателями на вводах по рис. 1, з как наиболее простая, дешевая и надежная, особенно в загрязненных зонах. При наличии АВР на вторичном напряжении трансформаторов и достаточного запаса мощности для взаимного резервирования трансформаторов эта схема удовлетворяет условиям бесперебойного питания ответственных потребителей.

5. Схемы с разъединителями и стреляющими предохранителями типов ПСН35 и ПСН110 (рис. 1, ж) применяются на открытых подстанциях 35 и 110 кВ в пределах их параметров по номинальному току, напряжению и разрывной мощности. В закрытых помещениях их ставить не допускается. Конструкция предохранителей ПСН основана на использовании дугогасящих свойств винипласта (или полихлорвинила), который выделяет газы под воздействием высокой температуры дуги, образующейся при перегорании плавкой вставки. Газы повышают давление в трубке предохранителя. Поэтому при его срабатывании получается выхлоп хлористых газов в виде выстрела и снопа пламени, почему предохранители и названы стреляющими. Для безопасности персонала предусматривается ограждение предохранителей. Такие схемы рекомендуются при трансформаторах мощностью до 4000 кВ·А (6300 кВ·А). Они пригодны как при магистральном, так и при радиальном питании ПГВ.

После освоения более мощных предохранителей их применение расширится. Они более удобны в эксплуата-

ции по сравнению с короткозамкательными и отделителями и обладают быстродействием, а по простоте и экономичности не уступают последним, а даже превосходят их. Однако предохранители недостаточно чувствительны при перегрузках и при малых токах повреждения и имеют большой разброс защитных характеристик. Возможно возникновение неполнофазного режима при перегорании одной фазы предохранителя. Увеличивается время перерыва питания при замене предохранителей по сравнению с релейной защитой. Очень трудно добиться селективности срабатывания предохранителей с защитами, установленными на линиях 6—10 кВ, отходящих от этой подстанции, при повреждении на этих линиях. Дело в том, что время сгорания плавких вставок предохранителей ПСН очень мало. При поврежде-

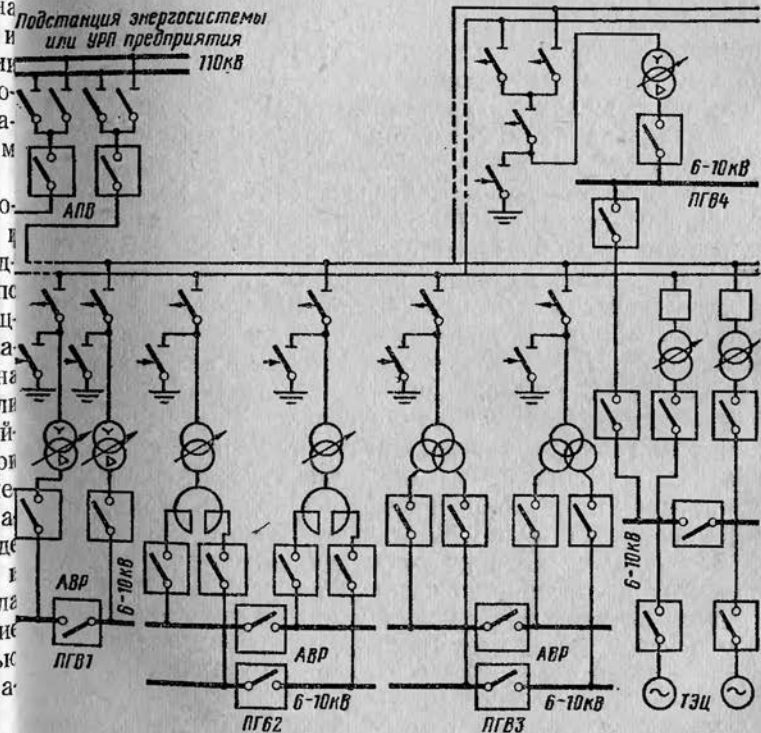


Рис. 2. Схема электроснабжения с применением магистральных глубоких вводов 110—220 кВ.

дении же самих трансформаторов трудно обеспечить селективность предохранителей с релейной защитой, установленной на питающих линиях 35—110 кВ. Эти обстоятельства в известной степени ограничивают область применения стреляющих предохранителей.

На рис. 2 представлена схема электроснабжения одного из районов крупного предприятия, наглядно иллюстрирующая применение магистрального глубокого ввода на напряжении 110—220 кВ и метода разукрупнения ГПП. Двухцепная линия глубокого ввода подключена к районной подстанции энергосистемы или к УРП предприятия и проходит по территории предприятия в зоне основных электрических нагрузок. К линии глубокого ввода подключены четыре ПГВ, выполненные по упрощенным схемам с применением отделителей и короткозамыкателей и без сборных шин 110—220 кВ. Подстанции ПГВ1, ПГВ2 и ПГВ3 — двухтрансформаторные. Трансформаторы присоединены к разным цепям двухцепной линии. На стороне вторичного напряжения предусмотрено АВР. При аварии на линии или в трансформаторе питание автоматически переводится на неповрежденный элемент, благодаря чему сохраняется полная бесперебойность электроснабжения. Подстанция ПГВ1 сравнительно небольшой мощности с трансформаторами до 16—25 МВ·А без реактирования на стороне 6—10 кВ. Подстанция ПГВ2 с трансформаторами мощностью 40—63 МВ·А с расщепленными реакторами на вторичном напряжении. Подстанция ПГВ3 с трансформаторами мощностью до 40—63 МВ·А с расщепленными обмотками вторичного напряжения. Применение реакторов и расщепленных обмоток трансформаторов позволило применить компактные и недорогие выключатели типа ВМП-10. Подстанция ПГВ4 — однотрансформаторная, трансформатор подключен «вилкой» к двум линиям. На стороне 6-10 кВ предусмотрена короткая перемычка с ТЭЦ, пропускная способность которой рассчитана на питание наиболее ответственных нагрузок ПГВ4 в послеаварийном режиме. В нормальном режиме перемычка разомкнута. Присоединение ТЭЦ к линии 110—220 кВ выполнено при помощи выключателей.

На рис. 3 приведен пример схемы электроснабжения с применением радиальных глубоких вводов 110—220 кВ. Предприятие имеет ответственные нагрузки, располо-

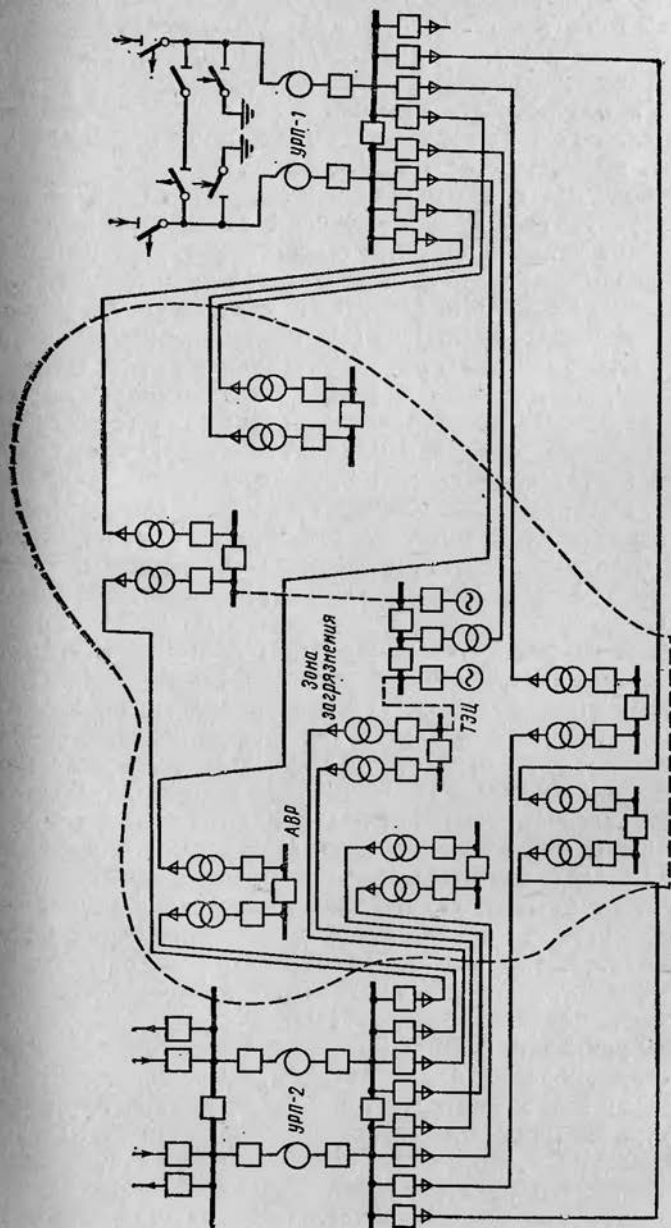


Рис. 3. Схема электроснабжения с применением радиальных глубоких вводов 110—220 кВ.

женные в загрязненных зонах. Поэтому питание каждой ПГВ предусмотрено от двух УРП, расположенных с противоположных сторон территории, что исключает одновременное попадание обоих УРП в факел загрязнения и обеспечивает питание в разных аварийных ситуациях. Эта схема дороже схемы, представленной на рис. 2, но значительно надежнее ее.

Основными преимуществами системы глубоких вводов и разукрупненных подстанций 35—220 кВ являются резкое упрощение и, следовательно, удешевление распределительной сети с одновременным повышением ее общей надежности. Отпадают промежуточные распределительные пункты (РП), необходимые при крупных ГПП, так как при разукрупненных подстанциях 110—220 кВ функции РП выполняют их распределительные устройства вторичного напряжения (6—10 кВ), следовательно, отпадает одна ступень электроснабжения, а иногда сокращается и число ступеней трансформации. Распределение энергии на первой ступени производится при повышенном напряжении, т. е. с минимальными потерями энергии, наименьшими затратами проводникового металла и с меньшими капиталовложениями.

Резко сокращаются распределительные сети вторичного напряжения 6—10 кВ, а следовательно, значительно уменьшается протяженность дорогих кабельных линий в тоннелях и других канализациях. Они сохраняются только на относительно небольших участках около цехов и внутри них. Сокращение кабельных сетей, кроме экономии, повышает надежность системы, так как в крупных кабельных тоннелях имели место тяжелые аварии, вызывавшие длительные простои производства и большие убытки. Общая надежность электроснабжения повышается также и потому, что зона аварии резко сокращается, так как отключается при аварии только одно сравнительно небольшое звено, которое легче восстановить, чем при мощных ГПП.

Разукрупнение подстанций глубоких вводов дает еще следующие дополнительные преимущества. Уменьшаются рабочие токи и токи к. з. на вторичном напряжении этих сравнительно небольших подстанций. Следовательно, упрощается коммутация. В ряде случаев можно обойтись без реактирования линий или же применить групповые реакторы в цепях трансформаторов. Не тре-

буется дорогих громоздких многоамперных выключателей типа МГГ на вводах и на секциях. Значительно облегчается задача регулирования напряжения (см. § 6). Упрощается развитие электроснабжения, которое решается более просто и дешево, в большинстве случаев путем сооружения новых подстанций в центрах вновь возникающих нагрузок, а не путем расширения существующих подстанций, как это делалось ранее при мощных ГПП. В то же время и на разукрупненных ПГВ обычно предусматривается при выдаче строительного задания на фундаменты и маслосборное устройство возможность замены установленных трансформаторов на трансформаторы большей мощности, а также возможность будущего расширения (РУ) 6—10 кВ.

Необходимо подчеркнуть, что без применения приведенных выше упрощенных схем ПГВ и ГПП практически невозможно было бы внедрение глубоких вводов и системы децентрализации приема электроэнергии (или метода разукрупнения ГПП). Это стало возможным без уменьшения надежности электроснабжения благодаря применению автоматики: автоматического повторного включения (АПВ) на головном выключателе питающей линии 35—220 кВ и АВР на секционном выключателе вторичного напряжения 6—10 кВ (см. § 9). При помощи этой автоматики быстро восстанавливается питание при аварийном отключении линии или трансформатора. Поэтому описанные упрощенные схемы коммутации без выключателей на первичном напряжении ПГВ (ГПП) в случае применения двухтрансформаторных ПГВ и при наличии АВР на вторичном напряжении в большинстве случаев пригодны для питания потребителей любой категории. Однако время действия устройств защиты и автоматики, требующееся для восстановления питания при авариях, должно быть минимальным. В противном случае затрудняется и осложняется, а иногда становится невозможным самозапуск электродвигателей, в связи с чем может развиться сложный технологический процесс. Поэтому при определенных условиях, перечисленных в п. 4, может возникнуть необходимость в применении выключателей на вводах к трансформаторам ПГВ или ГПП (см. рис. 1, з, и, к).

Необходимо отметить особенности выполнения релейной защиты и автоматики в тех случаях, когда на

вторичном напряжении упрощенных подстанций с короткозамыкателями и отделителями присоединены крупные синхронные двигатели СД, синхронные компенсаторы, линии связи с ТЭЦ. Эти источники дают подпитку короткого замыкания на стороне первичного напряжения 110—220 кВ при питании ПГВ или ГПП по магистральным схемам. Дело в том, что при коротком замыкании между отделителем п/ст 1 и выключателем,

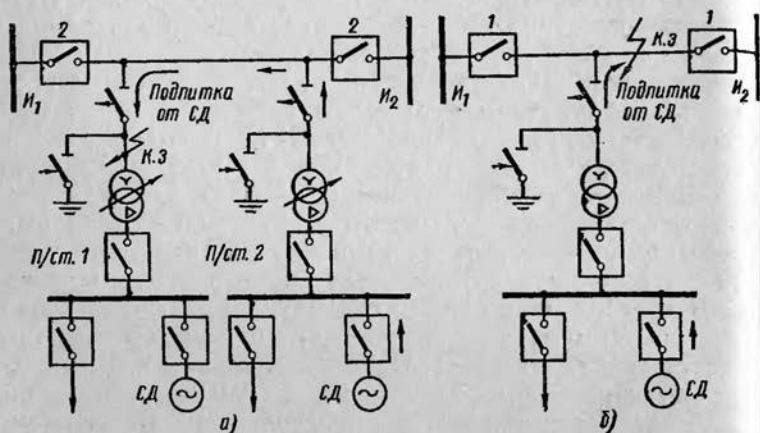


Рис. 4. Схемы с подпиткой от синхронных электродвигателей.

установленным на стороне вторичного напряжения этой подстанции (рис. 4, а), выключатели 2 на И₁ и И₂ хотя и будут отключены, но к месту короткого замыкания будет притекать ток от синхронных двигателей, приключенных к шинам вторичного напряжения п/ст 2.

Этот ток, проходя через трансформатор тока в цепи короткозамыкателя и подключенное к нему токовое реле, блокирует отделитель, который останется включенным. Следовательно, АПВ питающих линий будут неуспешными и нельзя будет восстановить питание трансформаторов, подключенных ко всем остальным ответвлениям от этой линии. Но возможен и другой случай. Так как чувствительность вышеупомянутого реле токовой блокировки в приводе короткозамыкателя невелика, то при уменьшении первичного тока реле (порядка 500—800 А) до 40% и ниже реле может позволить отделителю отключиться. Следовательно, при

еще значительных токах подпитки места короткого замыкания от *СД* соседней подстанции (200—300 А) блокировка перестает действовать и отделитель отключит недопустимый для него ток, что приведет к аварии.

Если же произойдет короткое замыкание на линии 110—220 кВ, к которой подключены отпайки к трансформаторам (рис. 4, б), то, хотя выключатели *I* на источниках питания I_1 и I_2 будут отключены защитой, питание места повреждения может продолжаться током от синхронных двигателей и поэтому АПВ источников питания будет неуспешным. При подпитке от синхронных двигателей будет (если не принять специальных мер) замедляться пуск АВР на стороне вторичного напряжения трансформаторов, так как *СД* поддерживает напряжение на шинах 6—10 кВ и оно снижается медленнее, чем при отсутствии подпитки, тем более что при небольшом снижении напряжения действует форсировка возбуждения *СД*, а уставка реле напряжения в схеме АВР выбирается низкая по ряду условий (например, для отстройки от случайных быстропроходящих эксплуатационных понижений напряжения в сети и т. д.).

При быстродействующих АПВ или АВР частота вращения *СД* может оставаться близкой к синхронной и, следовательно, э. д. с. этих двигателей будет достаточно высока с учетом также форсировки возбуждения. Поэтому при несинхронном включении электродвигателей в результате действия автоматики могут быть большие броски тока, опасные для них. Эти обстоятельства необходимо учитывать при выполнении защиты и автоматики в системе электроснабжения по упрощенным схемам. Для этой цели предусматриваются релейные устройства, которые фиксируют возникновение повреждений на питающей линии 35—220 кВ или же на ответвлении к другой подстанции, присоединенной к этой линии. Указанные устройства воздействуют или на отключение вышеупомянутых источников подпитки со стороны вторичного напряжения с последующим восстановлением питания действием автоматики, или же на снятие возбуждения синхронных машин, подпитывающих место повреждения с последующей ресинхронизацией.

Источники подпитки могут быть погашены или отделены от поврежденной линии или при помощи выключателя на стороне вторичного напряжения трансформатора с последующим действием автоматики (АВР,

АПВ), или же путем отключения отдельных крупных машин, отдельных линий, питающих подстанции с крупными синхронными двигателями, или линий связи с ТЭЦ.

Схемы магистральных токопроводов на напряжение 6—10 кВ. В большинстве случаев применяются схемы с двумя двухцепными магистральными токопроводами для увеличения их пропускной способности и для обеспечения надежного питания потребителей. На крупных предприятиях применяются два или три двойных магистральных токопровода, прокладываемые по разным трассам через зоны размещения основных электрических нагрузок, а для питания очень крупных концентрированных нагрузок иногда применяются четыре токопровода, идущие по одной трассе. На менее крупных предприятиях применяются схемы с одиночными двухцепными токопроводами. На ответвлениях от токопроводов к РП устанавливаются реакторы для ограничения мощности короткого замыкания примерно до величины отключаемой мощности выключателей ВМГ или ВМП. Если вся энергия распределяется по токопроводам, то применяется схема блока трансформатор — токопровод без сборных шин не только на первичном 110—220 кВ, но и на вторичном 6—10 кВ напряжении (рис. 5). От каждого трансформатора питаются два токопровода перекрестно, т. е. разные цепи каждого токопровода питаются от разных трансформаторов. Схема простая, недорогая и вполне надежная, так как при наличии АВР на распределительных подстанциях, питающихся от токопроводов, сохраняется бесперебойное питание при любой аварии: в токопроводе, в трансформаторе и на питающей линии 110 кВ.

Если по токопроводам распределяется только часть энергии, то они подключаются непосредственно к трансформатору, через отдельный выключатель, минуя сборные шины (см. рис. 10). Благодаря этому создается независимое питание токопроводов и сборных шин и разгружаются вводные выключатели. Это иногда позволяет применить на вводах более простые, недорогие и менее громоздкие типы выключателей и стандартные шкафы комплектных распределительных устройств (КРУ).

Одновременно с распределением электроэнергии между РП токопроводы используются также в качестве связей между источниками питания предприятия (ГПП,

ТЭЦ). Это обеспечивает надежное и дешевое взаимное резервирование источников.

Схемы с магистральными токопроводами обеспечивают полную надежность и бесперебойность питания и пригодны для потребителей любой категории. Секции распределительных пунктов, питаемых от токопроводов

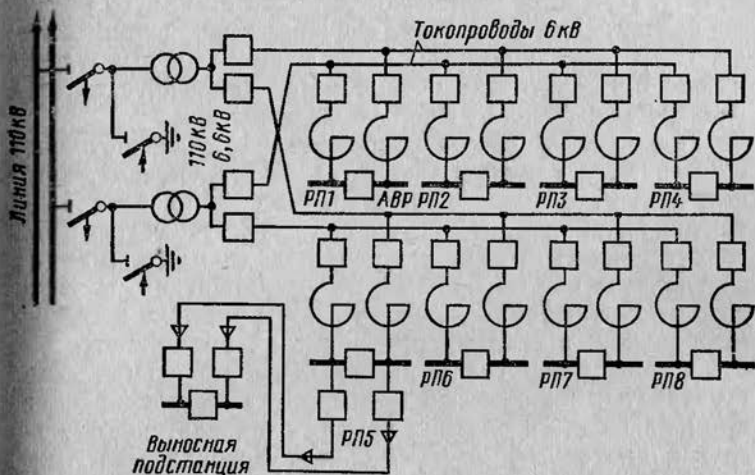


Рис. 5. Магистральная схема распределения энергии с применением мощных токопроводов при двухобмоточных трансформаторах.

в нормальном режиме, работают отдельно; на секционных выключателях осуществляется АВР, обеспечивающее бесперебойное питание при повреждении одного из токопроводов. Разработана простая и надежная быстродействующая защита токопроводов. При применении на первой ступени магистральных токопроводов на второй ступени распределения энергии от РП к цеховым подстанциям применяются в зависимости от местных условий обычные магистральные или радиальные схемы.

Схемы распределительных сетей 6—10 кВ. На небольших и средних предприятиях, а также на второй и последующих ступенях электроснабжения крупных предприятий распределение электроэнергии осуществляется в основном по кабельным линиям 6-10 кВ. Воздушные линии сооружаются редко на малозагруженных участках территории, например на периферийных. Имеются

две основные схемы распределения энергии — радиальная и магистральная, но часто на разных ступенях электроснабжения применяются и смешанные схемы. Та или другая схема применяется в зависимости от числа и взаимного расположения цеховых подстанций или других электроприемников по отношению к питающему их пункту. При этом учитываются также стоимость разных вариантов, расход кабеля, способы выполнения сети и др. Обе эти схемы при надлежащем их выполнении можно применять для обеспечения надежного питания электроприемников любой категории.

Радиальные схемы распределения электроэнергии применяются главным образом в тех случаях, когда нагрузки расположены в различных направлениях от центра питания. Они могут быть двухступенчатыми или одноступенчатыми. Одноступенчатые схемы применяются главным образом на малых предприятиях, на которых распределяемая мощность и территория невелики. На больших и средних предприятиях применяются как одноступенчатые, так и двухступенчатые схемы. Одноступенчатые радиальные схемы на таких предприятиях применяются для питания крупных сосредоточенных нагрузок (насосные, компрессорные, преобразовательные агрегаты, электропечи и т. п.) непосредственно от центра питания (ГПП, ТЭЦ и т. п.), а для питания небольших цеховых подстанций и электроприемников высокого напряжения применяются двухступенчатые схемы, так как нецелесообразно загружать основные энергетические центры предприятия (ГПП, ТЭЦ) большим числом мелких отходящих линий.

При двухступенчатых радиальных схемах применяются промежуточные РП, от которых и питаются распределительные сети второй ступени. Вся коммутационная аппаратура устанавливается на РП, а на питаемых от них цеховых подстанциях предусматривается преимущественно глухое (без выключателей, разъединителей и других коммутационных аппаратов) присоединение трансформаторов. Иногда применяется выключатель нагрузки или разъединитель. От каждого РП питаются обычно четыре-пять цеховых подстанций. Для эффективного использования РП его мощность выбирается таким образом, чтобы питающие его линии, выбранные по току короткого замыкания, были полностью загружены (с учетом послеаварийного режима). Число отходящих ли-

ний от РП, как правило, должно быть не менее восьми — десяти.

Радиальные схемы с числом ступеней более двух громоздки и нецелесообразны, так как при этом усложняется коммутация и защита; иногда они применяются при развитии предприятия и при необходимости добавления новых подстанций или для питания отдельных периферийных подстанций.

При радиальных схемах широко применяется секционирование всех звеньев системы электроснабжения от ГПП и ТЭЦ до сборных шин низкого напряжения цеховых подстанций и цеховых силовых распределительных пунктов. На секционных аппаратах предусматриваются сложные схемы АВР. Это значительно повышает надежность питания. Крупные подстанции и РП питаются не менее чем двумя радиальными линиями, которые обычно работают отдельно, каждая на свою секцию; при выходе из работы одной из них другая автоматичеки берет на себя всю нагрузку электроприемников 1-й и 2-й категорий. Если каждая линия не рассчитана на полную мощность всей подстанции, то применяются меры к разгрузке подстанции от неотвечественных потребителей на время послеаварийного режима.

На рис. 6 показана двухступенчатая радиальная схема распределения электроэнергии по одному из районов крупного предприятия, одна из ПГВ которого подключена к глубокому вводу 110 кВ. Каждый из РП питается двумя линиями 10 кВ (сеть первой ступени). На второй ступени электроэнергия распределяется между двухтрансформаторными или однострансформаторными цеховыми ТП. Резервирование электроприемников 1-й категории на однострансформаторных подстанциях осуществляется перемычками 400 В между ближайшими П. Предусматривается глубокое секционирование и АВР на всех ступенях от ПГВ до шин низкого напряжения цеховых подстанций. К РП1 подключена подстанция 10/6 кВ для питания группы электродвигателей 6 кВ.

На очень крупных РП применяются мощные вводы, состоящие из многих кабелей, и сборные шины из нескольких секций. Одна из схем таких РП представлена на рис. 7. Сборные шины разделены на три секции по числу вводов. Предусмотрено АВР секционных выключателей. К средней секции приключены наиболее ответ-

ственные электроприемники, питание которых необходимо обеспечить при любых условиях. Цеховые подстанции — двухтрансформаторные, с возможностью АВР на напряжении 400 В. Иногда питание распределительных пунктов производится от двух разных источников. В этом случае распределение нагрузок между последними производится в зависимости от их мощности, удаленности, экономичности и других условий. Источники маломощные или удаленные, как правило, служат только для резервирования.

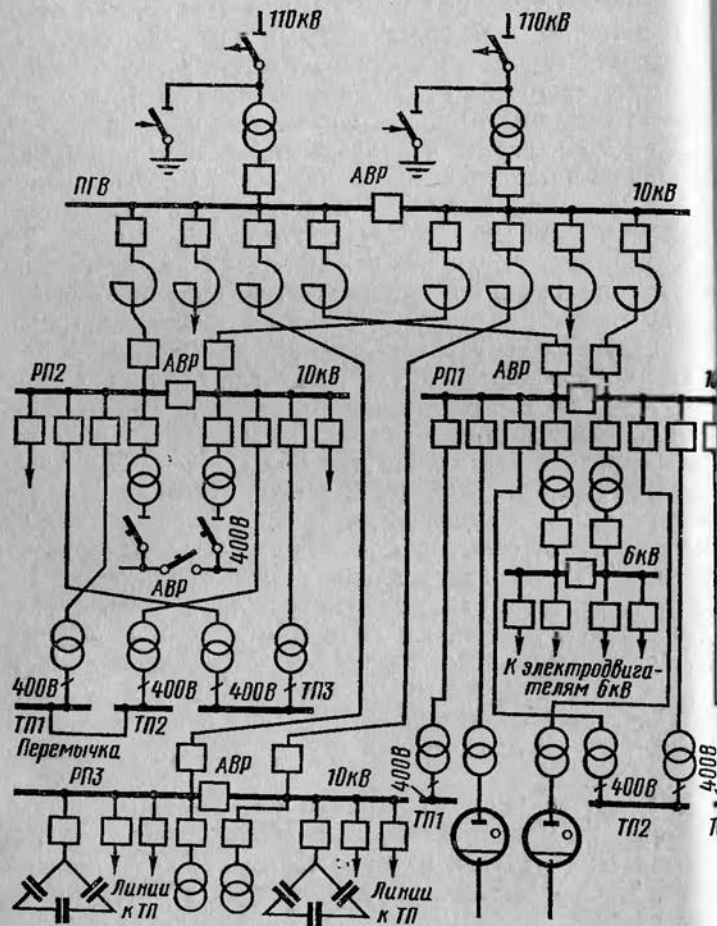


Рис. 6. Пример выполнения двухступенчатой радиальной схемы.

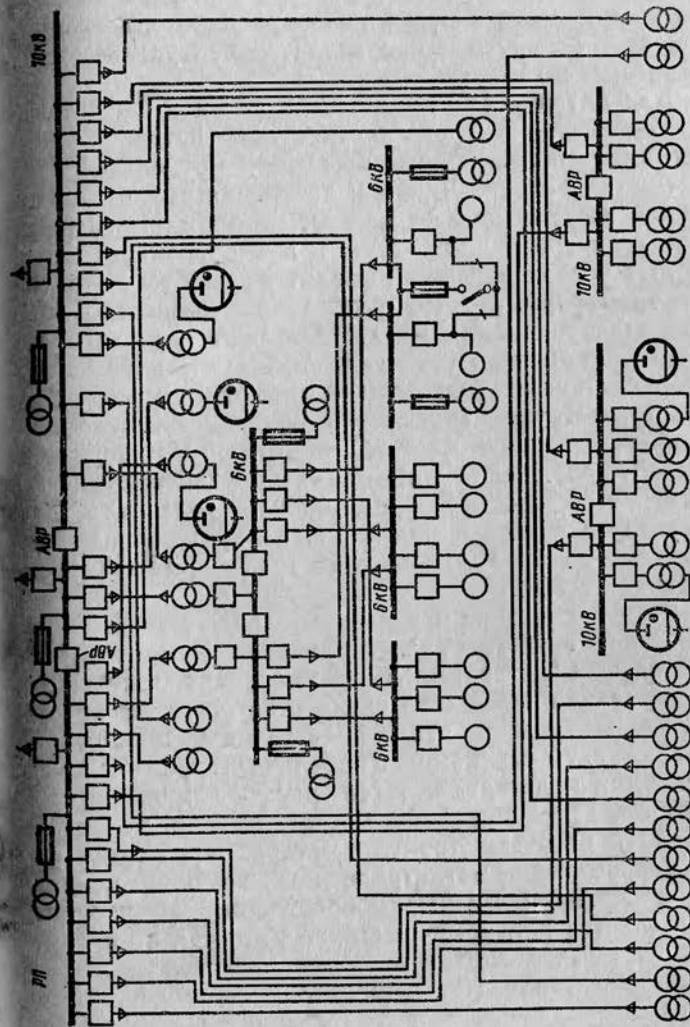


Рис. 7. Схема радиального питания цеховых подстанций от крупного РП с тремя секциями шин.

Радиальные схемы питания РП и подстанций с резервированием при помощи общей резервной магистрали, заходящей поочередно на все подстанции, или при помощи резервных перемычек высокого напряжения применяются редко, например в тех случаях, когда необходимо ввести аварийное питание от другого источника. С точки зрения расхода кабелей и затрат такая схема выгодна при близком расположении подстанций друг от друга и при значительной удаленности от питающего центра.

Для питания электроприемников 1-й и 2-й категории применяются двухтрансформаторные цеховые подстанции; каждый трансформатор питается отдельной линией по блочной схеме. Линии и трансформаторы рассчитываются на питание всех нагрузок в нормальном режиме и ответственных нагрузок (1-я и 2-я категории) в аварийных условиях, когда выходит из работы одна линия или трансформатор. Если нет точных данных о категориях электроприемников, каждая линия и каждый трансформатор выбираются на 60—70% суммарной нагрузки всей подстанции. Тогда при аварии они, с учетом допустимой перегрузки трансформаторов, обеспечат питание всех ответственных электроприемников. На стороне вторичного напряжения при этой схеме в необходимых случаях применяется АВР секционного автомата. Схема получается четкая и надежная, но применение автоматов удорожает комплектную трансформаторную подстанцию (КТП).

Если же в данном цехе преобладают электроприемники 3-й категории, то применяются однострансформаторные подстанции. В этих случаях взаимное резервирование небольших групп ответственных нагрузок присоединенных к этим подстанциям, целесообразно осуществлять при помощи кабельных перемычек между соседними подстанциями (см. рис. 6). Пропускная способность этих перемычек обычно составляет не более 15—20% нагрузки трансформатора. При схеме блочного резервирования очень просто, дешево и надежно выполняется при помощи шинных нормально разомкнутых перемычек между концами магистралей соседних трансформаторов. При перемычках низкого напряжения одновременно с трансформаторами резервируются также

питающие их линии высокого напряжения. Кроме того, наличие резервных перемычек дает возможность полного отключения нескольких цеховых подстанций в периоды малых нагрузок, что позволяет уменьшить потери холостого хода трансформаторов, улучшить режим работы установки и повысить ее коэффициент мощности.

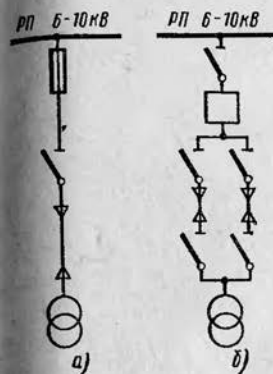


Рис. 8. Радиальное питание обособленных однострансформаторных подстанций.

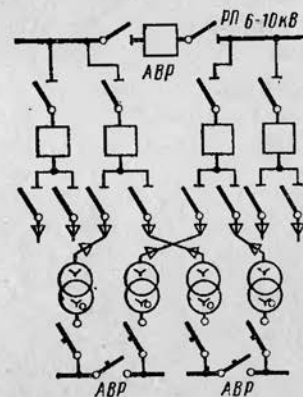


Рис. 9. Схема радиального питания ТП с подключением двух радиальных линий под общий выключатель.

Обособленно расположенные (удаленные) небольшие однострансформаторные подстанции питаются по одиночной радиальной линии без резервирования по высокому напряжению (рис. 8, а), если при этом отсутствуют электроприемники 1-й категории и возможен быстрый ремонт поврежденной линии, например воздушной или кабельной, проложенной в канале. Питание обособленных подстанций более ответственного назначения допускается осуществлять по двухкабельной линии с разъединителями на каждом кабеле (рис. 8, б). При нормальном режиме работает только один кабель, второй отключен со стороны приемного конца, но находится под напряжением в постоянной готовности к включению; он включается только после отсоединения с двух сторон поврежденного рабочего кабеля. Если же кабели рассчитаны на прохождение тока короткого замыкания, то они оба могут находиться под постоянной нагрузкой; при аварии сначала отключается вся линия, а затем нахо-

дится и отсоединяется разъединителями поврежденный кабель и вся нагрузка переводится на исправный кабель. При этом варианте потери электроэнергии будут меньше.

При построении радиальных схем распределения электроэнергии нужно учитывать необходимость ради-

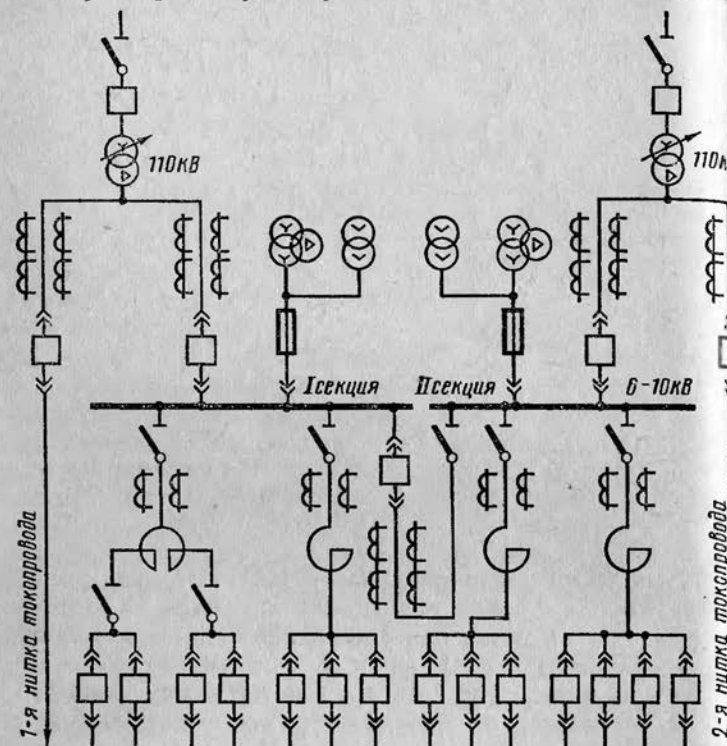


Рис. 10. Схема радиального питания РП 6—10 кВ с применением групповых реакторов.

нального использования распределительных устройств. Нецелесообразно подключать маломощные линии (например, к трансформаторам 100—1000 кВ·А) к отдельной камере распределительного устройства, особенно если это дорогостоящая комплектная камера КРУ или реактированная линия. Такие линии нужно группировать и присоединять к одному выключателю. На рис. 9 приведена схема ра-

пределения электроэнергии, где две радиальные линии подключены к одному общему выключателю. Схема строится таким образом, чтобы каждая цеховая трансформаторная подстанция питалась от двух разных радиальных линий, подключенных к разным секциям РП. На стороне низкого напряжения предусматривается устройство АВР секционного автомата. Следовательно, при повреждении одной из линий вся основная нагрузка автоматически воспринимается другой линией, что учитывается при выборе сечения линий и трансформаторов. Необходимо, чтобы заводы электропромышленности изготовляли комплектные камеры по схеме, приведенной на рис. 9.

На реактированных подстанциях к одному групповому реактору может присоединяться до четырех линий, каждая из которых имеет свой выключатель, селективно отключающий поврежденную линию без нарушения работы остальных.

На рис. 10 показана схема мощной ГПП с групповым реактированием линий 6—10 кВ, отходящих к РП. Благодаря наличию АВР на секционном выключателе РП питание потребителей, подключенных к поврежденной линии, автоматически восстанавливается в любом случае. Токопроводы 6—10 кВ на этой схеме подключены непосредственно к трансформаторам через отдельные выключатели. Благодаря этому разгружаются вводные выключатели, создается независимое питание токопроводов от прочих потребителей, подключенных к сборным шинам, и тем самым повышается общая надежность электроснабжения.

При магистральных схемах электроэнергия подается от основного энергетического узла или центра питания предприятия (ТЭЦ, ГПП) непосредственно к цеховым распределительным и трансформаторным подстанциям. Уменьшается число звеньев распределения и коммутации электроэнергии. В этом заключается главное и очень существенное преимущество магистральных схем распределения энергии.

Магистральные схемы целесообразно применять при распределенных нагрузках, при упорядоченном (близком к линейному) расположении подстанций на территории завода. Это позволяет выполнить наиболее пра-

¹ Селективно — значит избирательно.

мое прохождение магистралей от источников питания до потребителя энергии без обратных потоков энергии и без длинных обходов.

Магистральные схемы более удобны и экономичны, чем радиальные при необходимости выполнения резервирования цеховых подстанций от другого источника в случае выхода из работы основного питающего пункта. Магистральные линии позволяют лучше загрузить при нормальном режиме кабели, сечение которых было выбрано по экономической плотности тока или по току короткого замыкания. Как известно, сечение кабеля выбирается с учетом прохождения по нему тока короткого замыкания. Оно всегда больше сечения, нужного для радиальных линий малой мощности при прохождении нормального рабочего тока. У магистральных же линий к которым подключается несколько подстанций, благодаря более полной их загрузке сечение кабеля, необходимое при нормальном режиме, приближается к сечению, выбираемому по условиям короткого замыкания

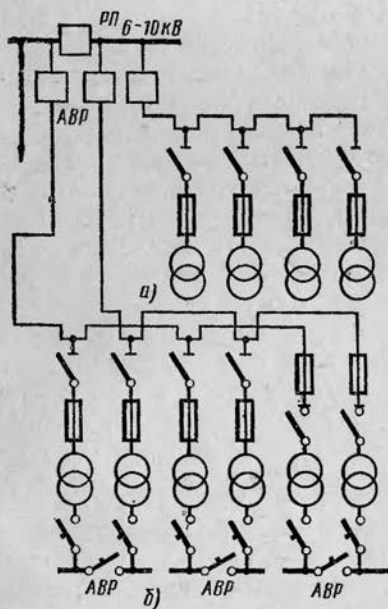


Рис. 11. Магистральные схемы с односторонним питанием.

а — одиночные; б — двойные.

или экономической плотности тока. Магистральные схемы позволяют также сэкономить число камер в распределительном устройстве, так как к одной магистральной линии присоединяется несколько подстанций. Последнее очень важно при применении дорожных комплектных выкатных шкафов КРУ. Указанные преимущества магистральных схем сказываются главным образом при сопоставлении их с одноступенчатыми радиальными схемами или с радиальными схемами на второй ступени распределения энергии для питания небольших трансформаторов и других электроприемников.

Число трансформаторов, присоединяемых к одной магистрали, зависит от их мощности и от ответственности питаемых потребителей. Чем крупнее трансформаторы, тем меньше их можно присоединить к одной магистрали. Необходимо учитывать, что при большом числе трансформаторов и глухом их присоединении к магистрали (см. рис. 12) максимальная защита на головном участке питающей магистрали загроубляется и может оказаться нечувствительной при коротком замыкании в данном трансформаторе. Выходом из положения может явиться установка предохранителей на ответвлении от магистрали к трансформатору, как это показано на рис. 11. Это дает возможность селективно отключить трансформатор при повреждении в нем. Число трансформаторов, питаемых от одной магистрали, можно ориентировочно принять в пределах двух-трех при мощности трансформаторов 2500—1000 кВ·А и четырех-пяти при мощности 630—250 кВ·А.

По степени надежности электроснабжения магистральные схемы можно подразделить на две основные группы.

В первую группу входят простые магистральные схемы — одиночные (рис. 11, а) и кольцевые. Эти схемы, как правило, уступают радиальным схемам в отношении надежности электроснабжения и удобства эксплуатации. Поэтому они применяются редко, главным образом для питания подстанций малой мощности, потребители которых могут быть отнесены к 3-й категории. Одиночные магистрали без резервирования применяются в тех случаях, когда можно допустить перерыв в питании на время, необходимое для отыскания,

отключения и восстановления поврежденного участка магистрали, что удобно, например при воздушных магистралях. При кабельных магистралях их трасса должна быть доступна для ремонта кабелей в любое время года, что возможно, например, при прокладке в каналах, туннелях и т. п.

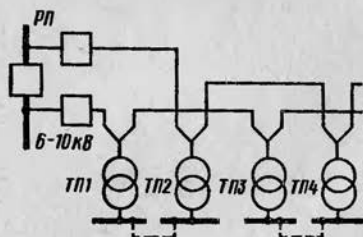


Рис. 12. Одиночные магистрали с частичным резервированием питания по связям вторичного напряжения.

Надежность схемы с одиночными магистралями можно повысить, если питаемые ими однострансформаторные подстанции расположить таким образом, чтобы можно было осуществить частичное резервирование по связям низкого напряжения между ближайшими подстанциями. Для этого применяется схема, показанная на рис. 12, на которой близко расположенные однострансформаторные подстанции питаются от разных одиночных магистралей.

Это дает возможность частичного взаимного резервирования этих подстанций по связям низкого напряжения так же, как и при радиальных схемах распределения энергии. Такие усовершенствованные магистральные схемы можно применять и для электроприемников 1-й категории, если нагрузка последних невелика — не более 15—20% общей нагрузки.

Ответвления от воздушных магистралей выполняются через разъединитель без захода линии на подстанцию.

Если одиночные магистрали снабдить общей резервной магистралью, которая поочередно заходит на концевые подстанции, питаемые рабочими магистралями, то надежность всей схемы повышается и перерыв в питании определяется только временем, необходимым для

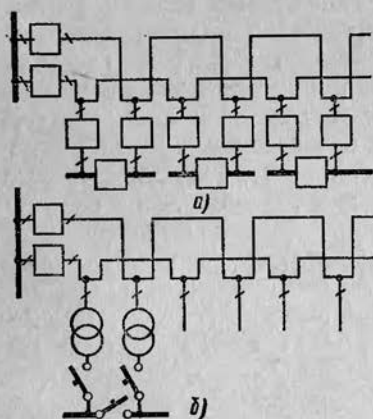


Рис. 13. Схемы двойных сквозных магистралей с односторонним питанием.

a — при наличии сборных шин высокого напряжения на подстанциях; *б* — при отсутствии сборных шин высокого напряжения на подстанциях.

отыскания и отключения поврежденного участка магистрали и присоединения резервной магистрали. Такие схемы можно допустить для питания потребителей 2-й категории. К одной магистрали обычно присоединяется не более четырех-пяти подстанций, мощность каждой из которых находится в пределах 630—1000 кВ·А. Недостатком этой схемы является неиспользование в нормальных условиях резервной кабельной магистрали (холодный резерв), и поэтому она не находит широкого приме-

нения. Кольцевые магистрали на промышленных предприятиях применяются редко.

Ко второй группе магистральных схем относятся более сложные схемы, с двумя и более параллельными сквозными магистралями.

Схемы с двойными сквозными магистралями применяются на подстанциях с двумя секциями сборных шин (рис. 13, а) или же на двухтрансформаторных подстанциях без сборных шин высокого напряжения (рис. 13, б). Такие схемы, хотя и дороже, но очень надежны и могут быть применены для питания электроприемников любой категории. Их надежность обуславливается тем, что каждая секция шин подстанции или каждый трансформатор двухтрансформаторной подстанции питается от разных магистралей, каждая из которых рассчитана на покрытие основных нагрузок всех подстанций; трансформаторы также рассчитаны на взаимное резервирование.

В зависимости от передаваемой мощности к каждой магистрали может быть присоединено от двух до четырех подстанций. Секции шин РП или трансформаторы цеховых ТП при нормальном режиме работают отдельно, а при повреждении на одной из магистралей они переключаются на магистраль, оставшуюся в работе. При необходимости это может быть сделано автоматически при помощи АВР на секционном выключателе (рис. 13, а) или же на секционном автомате (рис. 13, б).

При таких надежных схемах допускается не устанавливать коммутационные аппараты на входе и выходе магистрали, а при системе двухтрансформаторных подстанций можно даже не ставить автоматических отключающих аппаратов (выключателей, предохранителей) на вводе к трансформатору, если предусмотрен необходимый запас мощности трансформаторов для взаимного резервирования и если защита на головном участке магистрали чувствительна при повреждении в трансформаторе. Это упрощает схему коммутации и конструктивное выполнение подстанций, что особенно важно для удешевления комплектных подстанций заводского изготовления.

На рис. 14 показаны одиночные и двойные магистрали с двусторонним питанием, иначе называемые «встречными» магистралями. Они применяются в тех случаях, когда необходимо питание от двух независимых источни-

ков или по условиям обеспечения надежности электро-снабжения, или же по специальным требованиям. Часто один из источников является основным, и от него нормально происходит питание, а второй — маломощный, удаленный или неэкономичный — является аварийным. В этих случаях выключатель в конце магистрали (на втором ИП) нормально разомкнут и включается только при отключении магистрали от основного источника. Включение может быть предусмотрено как вручную, так и автоматически. Если же при нормальном режиме могут быть рационально использованы оба источника, то для уменьшения потерь электроэнергии целесообразно держать их постоянно под нагрузкой. В этом случае деление магистрали производится примерно посередине, на одной из промежуточных подстанций.

Для экономии ячеек и аппаратов на питающем центре может быть применено присоединение двух магистралей к одному выключателю или к одному реактору.

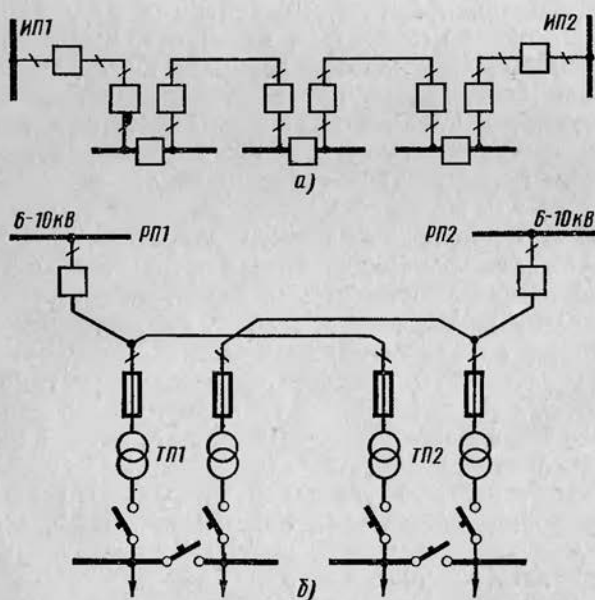


Рис. 14. Магистральные схемы с двухсторонним питанием.

а — одиночная; б — двойная при отсутствии сборных шин высокого напряжения на цеховых подстанциях.

На рис. 15 дана схема магистрального питания РП с подсоединением двух магистралей к одному общему реактору, причем каждая магистраль имеет отдельный выключатель. Секции РП получают питание от разных магистралей, которые в свою очередь подключены к разным секциям ИП (в данном случае ГПП). При повреждении одной из магистралей ее выключатель отключается, но при этом секции всех подключенных к ней РП автоматически переключаются на вторую магистраль при помощи устройства АВР секционного выключателя. Таким образом, схема обеспечивает бесперебойность питания.

При наличии на предприятии «о с о б ы х» групп электроприемников, перечисленных в § 1, их электроснабжение осуществляется таким образом, чтобы при выводе в длительный ремонт или ревизию любого элемента систе-

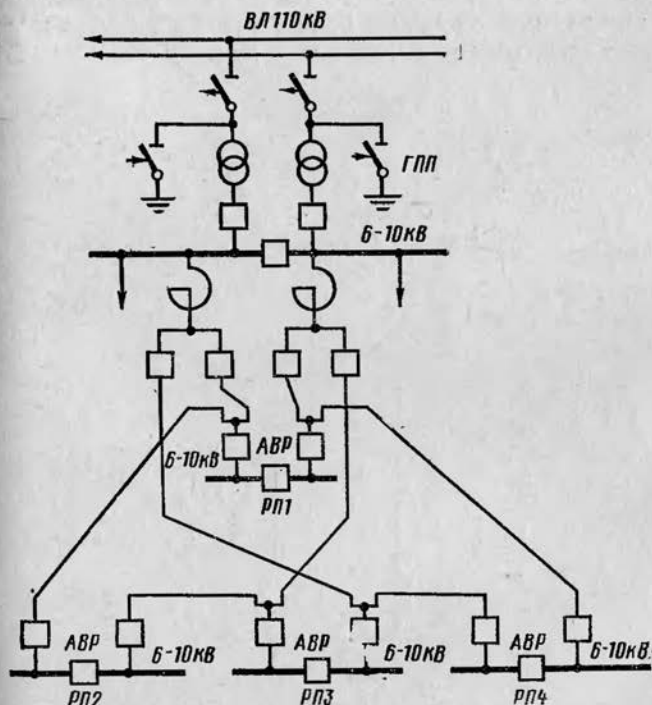


Рис. 15. Магистральная схема питания РП с одним реактором на две магистрали.

мы всегда сохранялось питание этих электроприемников от двух независимых источников, т. е. и в тех случаях, когда для всех остальных электроприемников временно остается только один источник. Схема электроснабжения предусматривает подвод питания от аварийного источника только к упомянутым электроприемникам особой группы, чтобы не завышать его мощность, которая зависит от характера технологии.

Для обеспечения постоянной готовности аварийного источника к немедленному включению предусматривается его перевод в режим «горячего» резерва тотчас же после отключения по какой-либо причине одного из двух основных источников питания. Это делается путем включения на холостой ход аварийной дизельной станции, включения аварийной перемычки от другого источника и т. п.

На рис. 16, а приведена схема электроснабжения одного из районов крупного предприятия с двумя основными независимыми источниками в виде двух секций ПГВ.

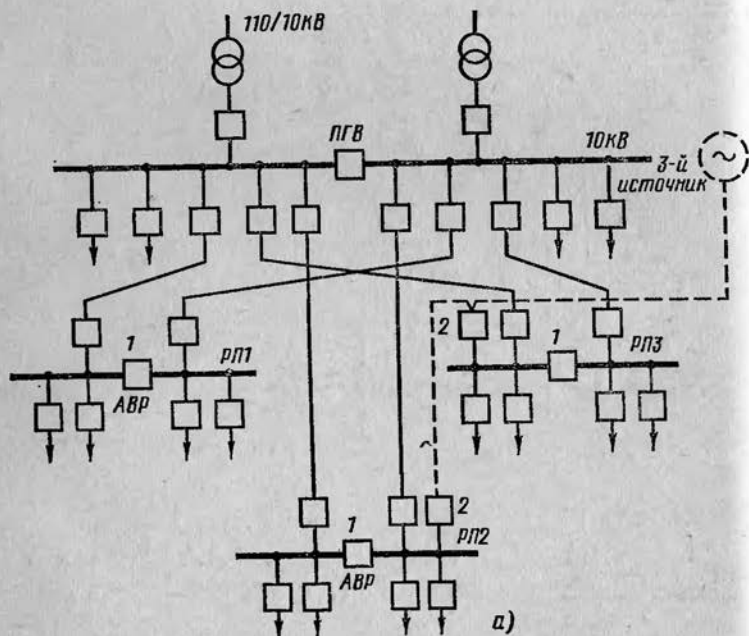
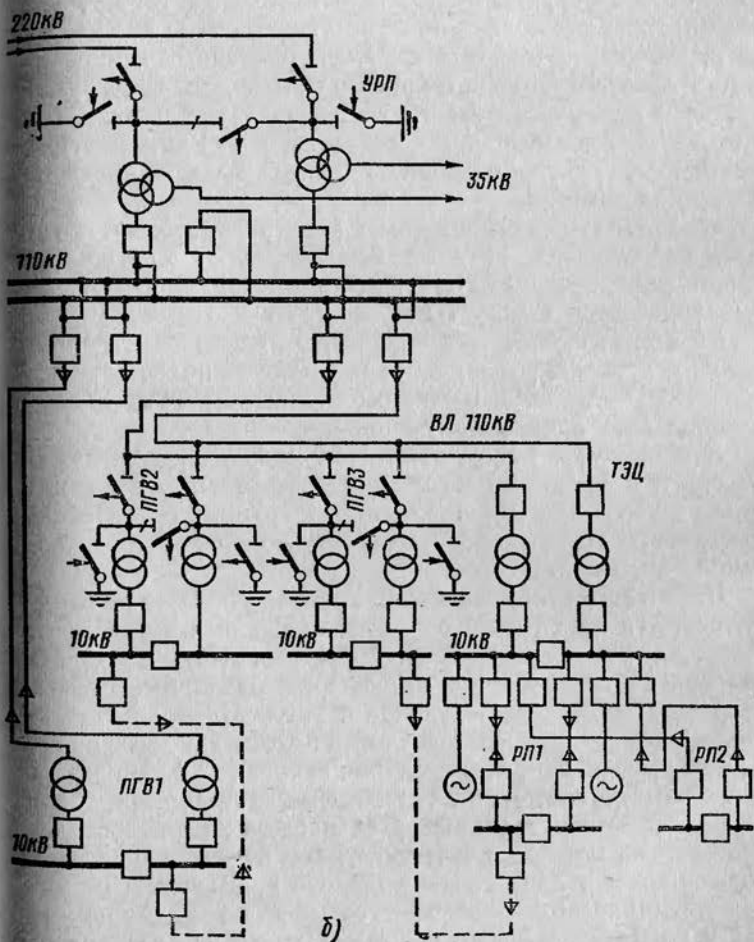


Рис. 16. Схемы электроснабжения при наличии «особых» групп эле

Для аварийного питания особых групп электроприемников, имеющих на РП2 и РП3, на схеме пунктиром показана магистраль, заходящая поочередно на эти РП и питающаяся от третьего аварийного источника небольшой мощности; в качестве последнего может быть использован любой независимый источник из перечисленных в § 3. При наличии АВР на РП аварийное питание может быть автоматически подано на тот РП, к которо-



д)

электроприемников.

му присоединены особые группы электроприемников. На РП1 нет «особых» групп электроприемников и поэтому заход туда аварийной магистрали не предусмотрен. Схема работает следующим образом. Если пропадет напряжение на одной из секций РП2 или РП3, то автоматически включается секционный выключатель 1 и все питание этих РП переходит только на один источник по оставшейся в работе питающей линии. Тогда немедленно подготавливается третий источник, чтобы обеспечить питание «особой» группы электроприемников на тот случай, если произойдет полная потеря питания РП2 или РП3 от ПГВ. В этом случае автоматически включается выключатель 2 аварийной магистрали. Во избежание перегрузки третьего источника питание «особых» групп выделяется или же предусматривается автоматическое отключение остальных электроприемников перед вводом третьего источника питания.

На рис. 16, б показана схема электроснабжения крупного предприятия, питание которого производится: от энергосистемы через УРП и от собственной ТЭЦ. Кабельные перемычки между ПГВ1 и ПГВ2 и между РП1 и ПГВ3 обеспечивают питание особых групп электроприемников при любой аварии, включая даже полное отключение УРП или ТЭЦ. В данном случае не потребовалось специального аварийного источника.

Эти примеры показывают, как можно сравнительно недорого и просто предусмотреть вполне надежное питание электроприемников «особой» группы, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства.

На предприятиях, особенно крупных, обычно не ограничиваются какой-либо одной из описанных выше схем. Для электроснабжения отдельных частей таких объектов иногда целесообразно применять различные схемы, дающие наиболее экономичное и рациональное решение всей системы электроснабжения в целом. Так, например, на первой ступени распределения энергии при кабельных сетях обычно применяют радиальные схемы, а при токопроводах — магистральные. Дальнейшее же распределение энергии по отдельным участкам от РП к цеховым подстанциям и двигателям высокого напряжения на таких предприятиях производится как по радиальным, так и по магистральным схемам. Однако не следует допускать большого разнообразия схем на одном объекте,

так как это является нежелательным по соображениям унификации конструктивных решений и удобства эксплуатации.

На рис. 17 в качестве примера показана часть полной схемы электроснабжения крупного промышленного комбината. Основное питание производится от ГПП1 с тремя трехобмоточными трансформаторами мощностью по 180 МВ·А, 220/110/10 кВ. Кроме того, имеется ТЭЦ с двумя турбогенераторами мощностью по 60 МВт, связанными с ГПП1 на напряжении 10 кВ. Распределение электроэнергии на первой ступени производится несколькими способами. Очень крупные электропечи и удаленная подстанция ГПП2 питаются по линиям глубокого ввода 110 кВ. Крупные РП питаются токопроводами 10 кВ с реакторами на ТЭЦ. Прочие РП питаются реактивными кабельными линиями. На второй ступени основное распределение электроэнергии выполнено радиальными кабельными линиями. Для питания электродвигателей средней мощности введено промежуточное напряжение 6 кВ. Подстанции 10/6 кВ, служащие для питания электродвигателей 6 кВ, присоединены по блочной схеме линиями 10 кВ — трансформатор 10/6 кВ.

На рис. 18 показана полная схема электроснабжения небольшого предприятия, но с очень ответственными нагрузками 1-й категории. Распределение электроэнергии по предприятию происходит от двух РП, каждый из которых связан с двумя независимыми источниками А и Б. Одинокная схема сборных шин на РП секционирована. На секционном выключателе предусмотрено АВР. Ответственные цеховые подстанции — двухтрансформаторные. Трансформаторы питаются от разных РП, расположенных на ближайшем расстоянии друг от друга, по блочной схеме линиями — трансформатор без сборных шин и без выключателей на стороне 6—10 кВ. Если бы РП были значительно удалены друг от друга, то питание цеховых подстанций более целесообразно было бы производить от разных секций одного РП. Шины 0,4 кВ цеховых подстанций секционированы с применением АВР на секционном автомате. Менее ответственные цеховые подстанции — однотрансформаторные — питаются также от разных РП, от кабельного кольца, нормально разомкнутого посередине (выключателем, установленным на ТП2).

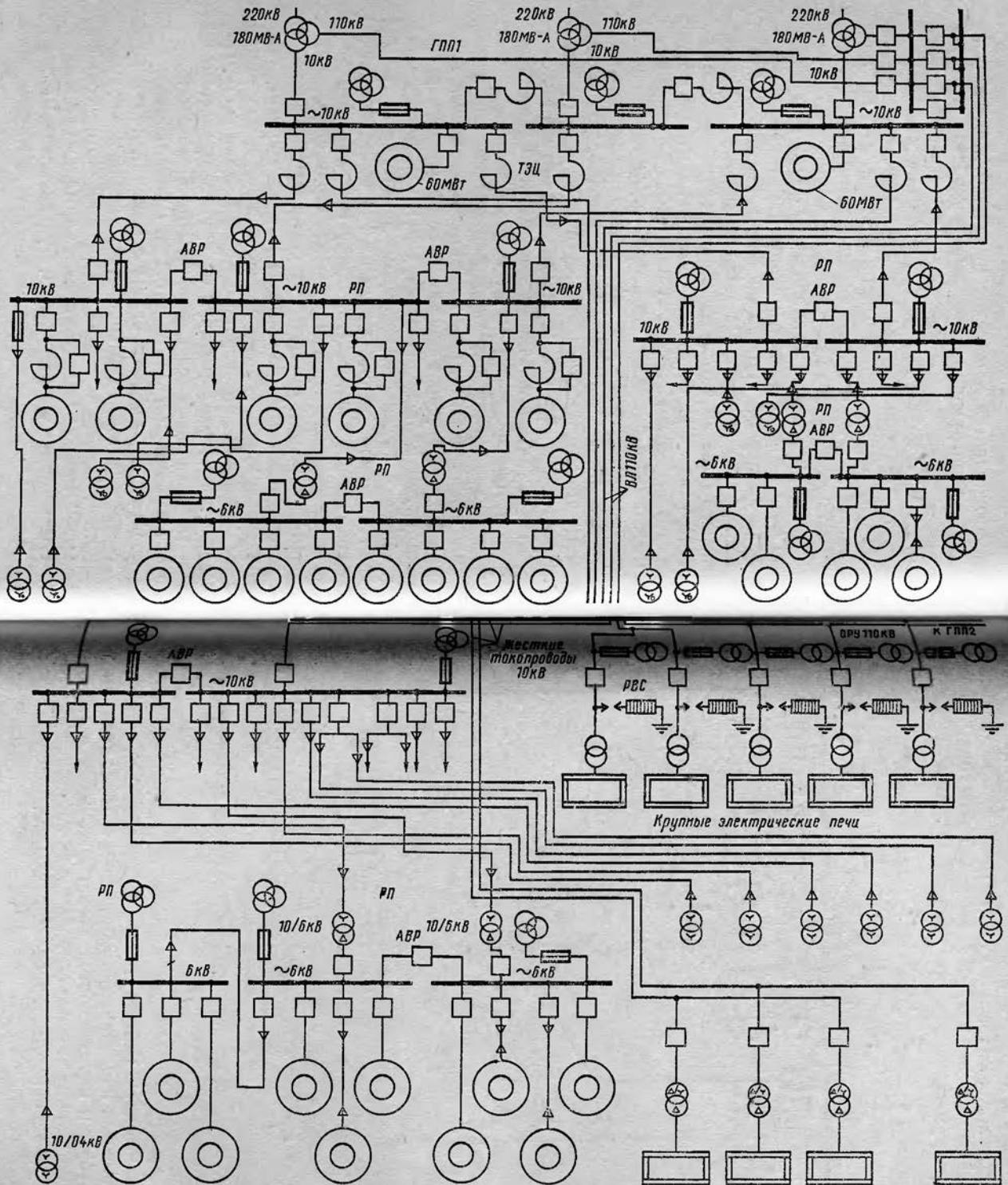


Схема рассчитана таким образом, чтобы при аварийном режиме на любом участке было автоматически обеспечено питание нагрузок 1-й и 2-й категорий с учетом перегрузочной способности линий и трансформаторов и

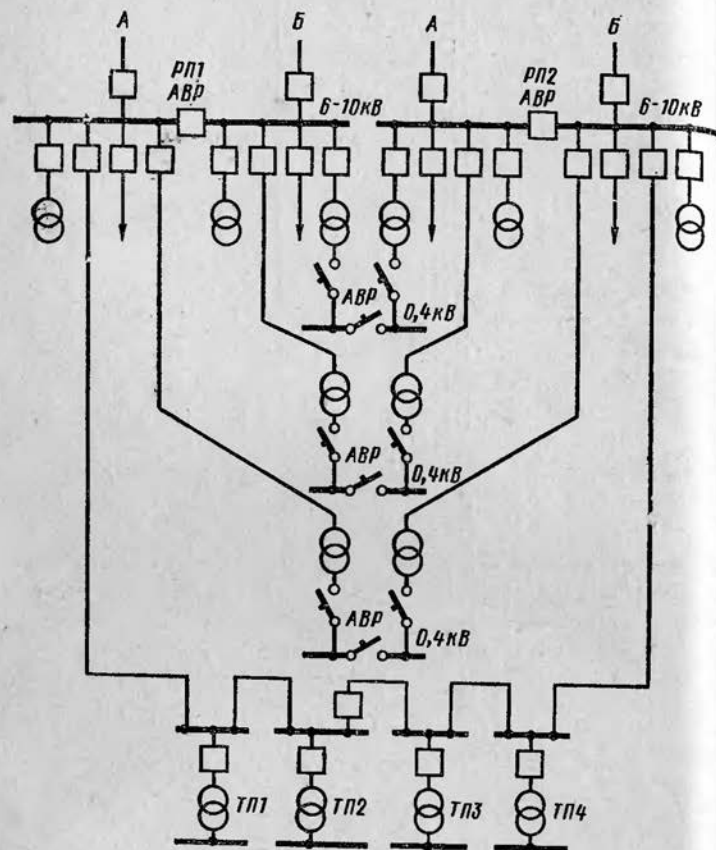


Рис. 18. Схема электроснабжения небольшого предприятия с ответственными нагрузками.

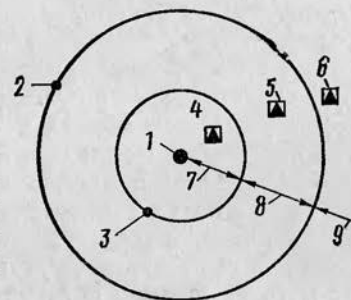
отключением неответственных потребителей при затопленном послеаварийном режиме. В схеме все трансформаторы и кабели постоянно нагружены и работают экономичном режиме с минимально возможными потерями электроэнергии и расходом кабелей.

5. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЙ В НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ АТМОСФЕРНЫХ И КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

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 явля-

Рис. 19. Зоны загрязнения.

1 — источник загрязнения; 2 — минимальный защитный интервал между источником загрязнения и ОРУ с нормальной изоляцией; 3 — половина минимального защитного интервала; 4 — ОРУ с нормальной изоляцией; 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.



ются целый ряд химических производств, производства по выплавке стали в мартенах и конверторах, ферросплавные производства, производства магнезия и ряд других. Промышленные производства разделены на пять классов по степени загрязненности среды, причем к первому классу отнесены самые вредные производства.

Для загрязненных зон установлены специальные нормы для выбора исполнения (класса) изоляции и типов подстанций и линий электропередачи и их размещения [Л.2]. Определены минимальные расстояния от источников загрязнения, в пределах которых регламентированы типы подстанций (рис. 19). Эти расстояния условно названы минимальными защитными интервалами. Величина защитного интервала зависит от класса производства и колеблется от 50 м для пятого класса до 1500 м для первого 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 производится заводами, то допускается устанавливать их в открытом распределительном устройстве. В третьей зоне 9 сооружаются ОРУ с нормальной изоляцией. Указанные нормативы относятся только к тем промышленным загрязнениям, которые вредны для изоляции и токоведущих частей. Это выясняется по данным эксплуатации аналогичных предприятий и анализа технологии.

Для борьбы с загрязнениями предусматриваются приведенные ниже различные мероприятия как при проектировании подстанций и ВЛ, расположенных в загрязненных зонах, так и при их эксплуатации.

Основное и наиболее экономичное решение вопросов надежности электроснабжения предприятий с производствами, выделяющими вредные вещества, заключается в проведении двух главных мероприятий:

1. Эффективная очистка газов, улавливание вредных выделений, сооружение высоких дымовых труб. Эти мероприятия при надлежащем их выполнении практически снимают вопрос о защите электрооборудования. Кроме того, они приводят к общему оздоровлению окружающей среды и улавливаю и промышленному использованию некоторых выделений.

2. Применение рациональных проектных решений в схемах электроснабжения и коммутации, правильное размещение подстанций и их надлежащее конструктивное выполнение. 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 трансформаторы напряжения на первичной стороне силовых трансформаторов.

Выполнение ПГВ в загрязненных зонах наиболее целесообразно по схеме блока линия — трансформатор (см. рис. 1,б—г). Питание этих ПГВ осуществляется

УРП 110—220 кВ, расположенных за пределами зоны II степени загрязнения. На УРП размещается вся коммутационная аппаратура и осуществляются защита и управление трансформатора глубокого ввода. При повреждении трансформатора глубокого ввода срабатывает короткозамыкатель (см. рис. 1, б) или же отключающий импульс (см. рис. 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 электроснабжения в загрязненных зонах являются кабельные радиальные линии глубокого ввода 110—220 кВ и специальные трансформаторы, в которых кабельный ввод составляет одно конструктивное целое с трансформатором [Л. 1]. Никаких открытых голых токоведущих частей, контактов и аппаратов в таких подстанциях нет. В тех случаях, когда по условиям общей схемы электроснабжения приходится все же применять в загрязненной зоне так называемые «магистральные» подстанции (см. рис. 1, а и 2), нужно выбирать наиболее простую схему коммутации и наиболее компактное конструктивное их выполнение. Не следует устраивать перемычки (мостики) между двумя линиями, особенно в зоне III степени загрязнения; допускается даже исключать короткозамыкатель и применять схему с подачей отключающего импульса на главный выключатель магистрали (см. рис. 1, е).

Очень важно правильно выбрать место подстанций 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 изоляционные электроустановки 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 газодыняных уносов.

Питание особо важных объектов в загрязненных зонах предусматривается не менее чем от двух УРП (или других источников), расположенных с противополо-

ложных сторон площадки предприятия таким образом, чтобы была исключена возможность одновременного попадания их в факел загрязнения (см. рис. 3).

При тщательном выполнении всех перечисленных выше условий простейшие открытые подстанции глубоких вводов 110—220 кВ [Л. 1], выполненные по схемам рис. 1, б—г, допустимо выполнять в любых зонах загрязнения. В этих же зонах допускается открыто устанавливать выключатели при схеме блока линия—трансформатор. Открытые распределительные устройства с более сложной схемой коммутации, со сборными шинами, с выключателями и другими коммутационными аппаратами нельзя применять в пределах зоны III степени загрязненности, а в зоне II их нужно выполнять с усиленной изоляцией или же применять ЗРУ, как и в зоне III загрязнения, в соответствии с рис. 19. 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 ЗРУ значительно компактнее и, значит, экономится дефицитная и дорогая площадь предприятия. Особенно это относится к размещению ПГВ вблизи энергоемких цехов и, в частности, на расширяемых и реконструируемых предприятиях, где территория обычно очень стеснена.

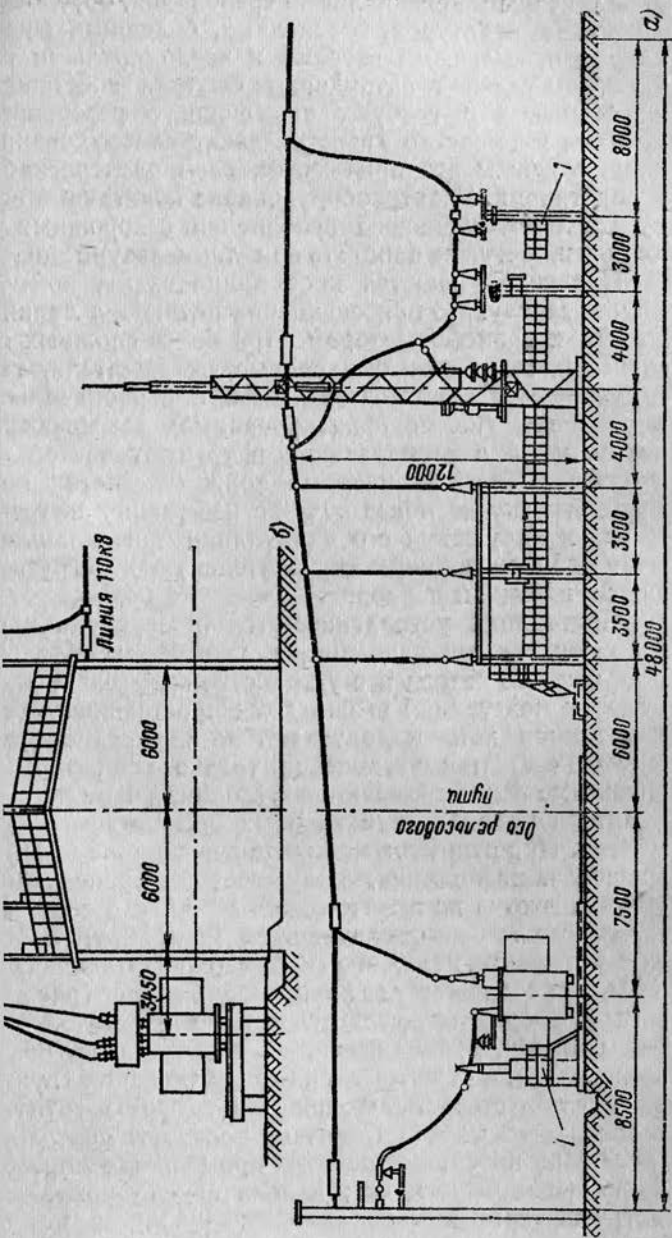
В районах и зонах с большими выделениями пыли например на цементных заводах, строительные конструкции ЗРУ должны иметь уплотнения против проникновения пыли, а в некоторых случаях нужно создавать повышенное избыточное давление внутри зданий, а в помещениях ЗРУ предусматривать постоянное устройство для удаления пыли.

Варианты закрытого и открытого выполнения распределительных устройств всегда нужно сравнивать экономически. Эксплуатационные расходы при открытом варианте исполнения выше, чем при закрытом, так как усложняется обеспечение надежной работы внешней изоляции, возрастают затраты на ликвидацию последствий отключений и аварий по причине загрязнения изоляции, а также возрастает ущерб, наносимый потребителям электроэнергии этими авариями и отключениями.

В районах Крайнего Севера и вечной мерзлоты при проектировании электроснабжения предусматриваются

Рис. 20. Подстанция 110 кВ в районах Крайнего Севера:
а — на уровне земли; б — на крыше здания; 1 — площадка для обслуживания аппаратов.





дополнительные специальные требования, обусловленные низкой температурой, гололедами, большими снежными заносами, сильными ветрами и вечномерзлыми грунтами. Эти условия затрудняют быстрое восстановление повреждений и требуют повышенного резервирования питания и высокого качества электрооборудования, что следует учитывать при выборе схем электроснабжения и подстанций. Электрооборудование подстанций выбирается холодоустойчивого исполнения с хорошими уплотнениями, могущее работать при температуре до -60°C .

Предусматриваются простейшие схемы коммутации вплоть до глухого присоединения питающих линий 110—220 кВ к трансформаторам. При более сложных схемах применяются баковые масляные выключатели, так как отделители и короткозамыкатели в первоначальном их исполнении (не модернизированные) вызывают много затруднений в эксплуатации и требуют частой профилактики. Трансформаторы должны нести постоянную нагрузку не менее 50% во избежание загустевания масла и нарушения его циркуляции при сильных холодах; они могут допускать длительную перегрузку, особенно, в зимний период.

Подстанции устанавливаются в местах с наименьшими снежными заносами, с учетом преобладающего направления ветров и с устройством снегозащиты. Компонировка подстанций выбираются простейшие. Открытые подстанции хотя и допускаются, но предпочтительнее ЗРУ с открытой установкой только трансформаторов. Закрытые РУ выполняются отапливаемыми и с продуваемыми подвалами, в которых обычно располагаются кабели. При открытом варианте легкие аппараты: разъединители, разрядники, измерительные трансформаторы, располагаются на высоте около 3—3,5 м и сооружаются площадки для их обслуживания (рис. 20, а). В стесненных условиях и при особо сильных снежных заносах ОРУ 110 кВ сооружается на крыше здания (рис. 20, б), а трансформатор ставится рядом открыто. Кабели, как правило, прокладываются на эстакадах. Земляных траншей следует избегать из-за вспучивания грунтов; их можно допустить лишь при фильтрующих грунтах или в тех местах, где на трассу не попадают поверхностные воды. При кабельных работах применяется морозоустойчивая кабельная масса; кабели перед прокладкой подогреваются.

6. ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К КАЧЕСТВУ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Качество электрической энергии в сетях трехфазного переменного тока характеризуется отклонениями и колебаниями напряжения и частоты от установленных норм, несинусоидальностью формы кривой напряжения, а также смещением нейтрали и несимметрией напряжений основной частоты. Отступления от нормированных параметров поступающей в сеть электроэнергии влияют на выпуск продукции, на ее качество и на протекание технологического процесса.

Отклонениями напряжения называются медленно протекающие изменения напряжения, когда скорость изменения напряжения меньше 1% в секунду. Они не должны выходить за пределы $-5 \div +10\%$ у электродвигателей и аппаратов их пуска и управления. У электроламп и прожекторных установок повышение напряжения не должно быть более +5%, а снижение не более $-2,5\%$ для внутреннего рабочего освещения предприятий и не более -5% для освещения жилых домов. На зажимах остальных электроприемников допускаются отклонения напряжения в пределах $\pm 5\%$ номинального. Во время послеаварийных режимов допускается дополнительное понижение напряжения на 5%, однако не более чем в течение суток.

Отклонения напряжения от установленных уровней как в сторону понижения, так и в сторону повышения приводят к ухудшению работы электрооборудования, а в некоторых случаях к преждевременному его износу и выходу из строя. Большие требования к постоянству напряжения предъявляют источники света, которые резко изменяют свои характеристики в зависимости от уровня напряжения.

Отклонения напряжения V в какой-либо точке сети определяются разницей между фактическим U и номинальным U_n напряжениями, %:

$$V = \frac{U - U_n}{U_n} 100.$$

Если для данного момента времени t известны отклонения напряжения в начале линии V_{1t} и потери напряжения в линии ΔU_t , то отклонение напряжения в конце

линии V_{2t} будет равно:

$$V_{2t} = V_{1t} - \Delta U_t.$$

Причиной отклонений напряжения у потребителей данного предприятия является изменение режима работы его электроприемников и электроприемников других потребителей, питающихся от той же сети, а также режима питающей энергосистемы. В результате изменяются токи в сети и, следовательно, потери напряжения в ней. Это вызывает необходимость регулирования напряжения для поддержания оптимального его уровня при разных режимах. Уровни напряжения в соответствующих точках электросети предприятия определяются для максимального и минимального режимов нагрузки.

На предприятиях применяются различные средства регулирования напряжения, выбор которых базируется на анализе режимов напряжения на шинах ЦП (ГПП, ТЭЦ) и режимов нагрузок линий, отходящих от этого ЦП. Основным средством регулирования напряжения являются устанавливаемые на ГПП и ПГВ трансформаторы или автотрансформаторы с автоматическим регулированием под нагрузкой. Во многих случаях этого бывает достаточно благодаря применению ПГВ, располагаемых в центрах нагрузок соответствующих групп потребителей. Если режим работы электроприемников различен и они имеют разную удаленность от ГПП или ПГВ, а также если имеются электроприемники, особо чувствительные к отклонениям напряжения, то предусматриваются дополнительные групповые или индивидуальные средства регулирования, например небольшие вольтдобавочные трансформаторы. Цеховые трансформаторы с регулированием под нагрузкой применяются лишь в тех случаях, когда другие средства регулирования недостаточны или неэкономичны.

Колебаниями напряжения называются быстро протекающие кратковременные изменения напряжения в тех случаях, когда скорость его изменения не менее 1% в секунду. Они возникают при работе электроприемников с резкопеременной ударной нагрузкой: синхронных двигателей преобразовательных агрегатов прокатных станов, дуговых электропечей, электросварочных машин, а также при пуске электродвигателей.

Допускаемые величины колебаний напряжения на зажимах осветительных ламп и радиоприборов V_i , вы-

раженные в процентах, сверх допускаемых отклонений напряжения определяются в зависимости от частоты их повторений по формуле

$$V_t = 1 + \frac{6}{n} = 1 + \frac{\Delta t}{10},$$

где n — число колебаний в час; Δt — средний за час интервал между последующими колебаниями, мин.

Эта зависимость приведена на рис. 21. Для остальных приемников электрической энергии колебания напряжения не нормируются.

Наибольшие колебания получаются при работе регулируемых вентильных преобразователей, потребляющих большие реактивные мощности. При работе крупных синхронных двигателей могут быть большие набросы активной мощности, достигающие до 280% их номинальной мощности и могущие вызвать колебания напряжения. Вторым существенным источником колебаний напряжения являются дуговые трехфазные сталеплавильные электропечи (ДСП). В период расплавления металла (шихты) и в начале окисления возникают эксплуатационные к. з., вызываемые обвалом шихты при ее расплавлении и замыканием ее с электродами. Токи к. з. $I_{з.к}$ зависят от емкости печи.

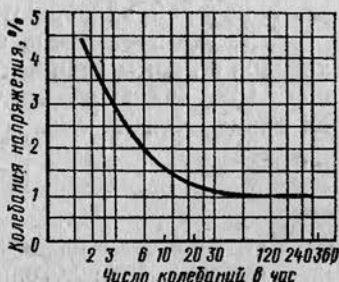


Рис. 21. Зависимость допускаемой величины колебаний напряжения от их частоты.

Емкость печи, т . . .	0,5—6	10—50	80—200
$I_{з.к}$	$(3,5 \div 3)I_n$	$(3,2 \div 2,5)I_n$	$(2,3 \div 1,5)I_n$

Повторно-кратковременный режим работы крупных сварочных аппаратов с частыми их включениями и большими толчками нагрузки приводит к большим колебаниям напряжения в цеховых сетях. В рабочем режиме машин контактной сварки кратность пиков тока может достигнуть двух, а в режиме короткого замыкания электродов машины — трех и выше от номинального тока.

Колебания напряжения, вызываемые набросами мощности при работе электродвигателей с резкопеременной нагрузкой, определяются по приближенной формуле [Л. 1]

$$V_t = \frac{Q \cdot \Delta P + \Delta Q}{S_k},$$

где ΔP и ΔQ — изменения (набросы) активной, МВт, и соответственно реактивной, МВар, мощности электроприемников; S_k — мощность к. з. в точке питающей сети, в которой проверяются колебания напряжения.

Если же пренебречь активным сопротивлением сети, которое в промышленных электросетях обычно не превышает 10% индуктивного, то колебания напряжения можно определить по еще более простой формуле

$$V_t = \frac{\Delta Q}{S_k}.$$

Для приближенного определения колебаний напряжения при работе дуговых электросталеплавильных печей (с учетом допущений, приведенных в [Л. 1]), применяется также очень простая формула

$$V_t = \frac{S_T}{S_k},$$

где S_T — номинальная мощность печного трансформатора.

При работе нескольких печей колебания пропорционально увеличиваются в зависимости от числа печей.

Из приведенных формул можно сделать очень важный практический вывод о том, что величина колебаний напряжения при прочих равных условиях определяется мощностью к. з. питающей сети и чем последняя выше, тем меньше колебания.

Для ограничения колебаний напряжения проводятся совместные мероприятия при проектировании электропитания, электропривода, а также электропечных и других электроустановок с резкопеременной ударной нагрузкой.

Ограничение влияния ударных нагрузок достигается выбором рациональной с этой точки зрения схемы электропитания и рациональной схемы пуска и режима работы электродвигателей, а также применением спе-

циального оборудования и устройств. Важным мероприятием является применение повышенных напряжений в питающих и распределительных сетях и приближение источников питания к электроприемникам с резкопеременной толчковой нагрузкой. Это осуществляется питанием дуговых электропечей на повышенном напряжении, присоединением крупных электроприводов с резкопеременной нагрузкой при помощи индивидуальных линий непосредственно к ГПП или ТЭЦ, минуя соответствующий РП 6—10 кВ или цеховую подстанцию и т. п. Эффективным средством является повышение уровня токов к. з. в сетях, питающих электроприемники с резкопеременными нагрузками в пределах параметров выключателей общепромышленного применения (см. § 7). Для этого уменьшается реактивное сопротивление линий, питающих подстанции, к которым присоединены крупные электроприемники с резкопеременной нагрузкой, путем применения кабелей и кабелепроводов, токопроводов с уменьшенным реактивным сопротивлением, уменьшения реактивности сопротивления реакторов или вообще отказа от реактирования линий, питающих резкопеременную нагрузку. Это обстоятельство сказывается и на выборе способа канализации энергии. Иногда приходится вопреки установившейся практике и директивным указаниям применять на ГПП параллельную работу питающих линий и трансформаторов. В некоторых случаях применяется схема, приведенная на рис. 25, в которой не предусмотрено реактирование на вводах трансформаторов и на линиях к мощным вентиляльным преобразователям, чтобы не увеличивать индуктивность цепей, и в связи с этим установлены более мощные выключатели, чем на всех остальных реактированных линиях, питающих «спокойную» нагрузку. Применяется разделение питания ударных и так называемых «спокойных» нагрузок, которое выполняется одним из перечисленных ниже способов:

1) Потребители, не терпящие толчков нагрузки, например освещение, выделяются на отдельные линии или на отдельные трансформаторы или же питаются совместно с более «спокойными» нагрузками.

2) Группы электроприемников с ударными нагрузками при значительной их мощности питаются от отдельных трансформаторов, но с общим резервным трансформатором, так как на время кратковременного пос-

леаварийного режима можно допустить повышенные колебания напряжения.

3) Ударные и спокойные нагрузки присоединяются к разным ветвям расщепленного реактора (рис. 22), который выбирается с параметрами, необходимыми для стабилизации напряжения до нормированных значений

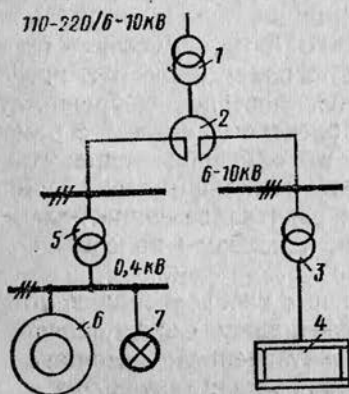


Рис. 22. Схема с применением двойного реактора для стабилизации напряжения при ударных нагрузках.

1 — трансформатор ГПП или ПГВ; 2 — двойной реактор; 3 — трансформатор электропечи; 4 — дуговая электропечь; 5 — цеховой трансформатор; 6 — силовая нагрузка; 7 — осветительная нагрузка.

на той ветви реактора, к которой подключены электроприемники, не терпящие толчков нагрузки.

4) На ГПП или ПГВ применяются трансформаторы с расщепленными обмотками вторичного напряжения с коэффициентом расщепления K_p не менее 3,5 с выделением на одну из ветвей обмотки питания резкопеременных ударных нагрузок, а на другую спокойных нагрузок, включая освещение. Благодаря слабой магнитной связи между ветвями расщепленной обмотки трансформатора колебания напряжения, возникающие в ветви питающей резкопеременную нагрузку, не отражаются полностью на напряжении ветви, к которой присоединены спокойные нагрузки.

Чтобы ограничить совпадение пиков нагрузки при работе нескольких печей, применяется принудительный график работы этих печей, если это не приводит к существенному уменьшению выпуска продукции. Перечисленные мероприятия рекомендуются в первую очередь, так как они, как правило, не требуют специального оборудования и устройств, следовательно, не увеличивают капитальных вложений в систему электроснабже-

Если же они оказываются недостаточными, то предусматриваются специальные устройства и установки для ограничения колебаний напряжения. Наиболее реальным и эффективным из них в настоящее время являются: специальные синхронные компенсаторы (СК) толчковой нагрузки; синхронные электродвигатели (СД), имеющие избыточную мощность; продольная компенсация.

Синхронные компенсаторы толчковой нагрузки специального исполнения имеют быстродействующее (тиристорное) возбуждение с большой кратностью форсировки. Это позволяет им работать в так называемом «режиме слежения» за реактивным током подключенных потребителей электроэнергии. Они допускают трех-четырёхкратную кратковременную частоту повторяющейся перегрузки по реактивной мощности (толчки).

Синхронные электродвигатели, используемые для ограничения колебаний напряжения, присоединяются к общим шинам с вентильными преобразователями. Они должны иметь необходимую располагаемую мощность, быстродействующее возбуждение (желательно тиристорное) с высоким потолком форсировки и быстродействующий автоматический регулятор возбуждения. Большинство СД имеет большую перегрузочную способность по генерации пиков реактивной мощности, примерно равную такой у специальных СК толчковой нагрузки (трех-четырёхкратную).

Продольная ёмкостная компенсация (ПК) даёт возможность мгновенного, безынерционного и непрерывного автоматического регулирования напряжения. Конденсаторы включаются последовательно. Их ёмкостное сопротивление X_C вычитается из индуктивного сопротивления цепи X_L , т. е. как бы компенсирует его, и в результате эквивалентное сопротивление цепи X_{Σ} уменьшается: $X_{\Sigma} = X_L - X_C$ и, следовательно, уменьшается потеря напряжения ΔU .

Продольная компенсация эффективно используется для стабилизации напряжения и устранения несимметрии напряжения при работе сварочных машин. Это необходимо не только для других потребителей, не терпящих колебаний напряжения, но и для продуктивной работы самих сварочных машин: полнее используется мощность питающего трансформатора, повышается коэф-

фициент мощности. Наиболее экономичной является ПК при сварочных нагрузках на стороне 6—10 кВ цеховых ТП.

Статические источники реактивной мощности (ИРМ) характеризуются высоким быстродействием, плавным изменением реактивной мощности, безынерционностью. В принципе они являются эффективным средством для улучшения режима напряжения системы электроснабжения промышленных предприятий при резкопеременных ударных нагрузках. Предложено большое число исполнений и модификаций статических ИРМ [Л. 1]. Но они не выпускаются электропромышленностью, а изготавливаются кустарно на предприятиях и в лабораториях и пока еще не имеют большой реальной перспективы применения.

Для ограничения колебаний напряжения при самозапуске электродвигателей предусматриваются снижение, по возможности, времени действия АВР и АПВ и применение быстродействующих сетевых защит, а также применение ступенчатого и частичного АВР, при котором в работе сохраняются лишь наиболее ответственные двигатели, а остальные отключаются.

Мероприятия по ограничению уровней высших гармоник. Высшие гармонические токи и напряжения, возникающие в электроустановках предприятий, переходят в питающие сети и приводят к несинусоидальности напряжения в них с вытекающими вредными последствиями для работы всех электроприемников в этих сетях. Они вызывают дополнительные потери электроэнергии в элементах электрооборудования, нагрев электрооборудования, а иногда и его повреждение, увеличивают интенсивность старения изоляции электрооборудования и кабелей, а также оказывают вредное влияние на режим работы вентиляльных преобразователей (неуспешные коммутации), вызывают нечеткую работу аппаратов и приборов связи, измерения, защиты, автоматики, телемеханики.

Особо тяжелое положение возникает в сетях с вентиляльными преобразователями, в которых коэффициент несинусоидальности может достигнуть 20—25%. При наличии в таких сетях конденсаторных батарей могут возникнуть резонансные явления на высших гармониках. При отсутствии вентиляльных преобразователей уровни высших гармоник в сетях промышленных пред-

приятий обычно не превышают нормированных значений.

Для оценки и учета несинусоидальности напряжения ГОСТ 13109-67 допускает ограничиваться 13-й гармоникой ($\nu=13$). Однако позднейшие исследования и зарубежные данные показывают, что гармоники выше 13-й оказывают существенное влияние на общую несинусоидальность напряжения и с ними необходимо считаться при определении коэффициента несинусоидальности $K_{нс}$. Исследования показали, что величина несинусоидальности уменьшается с увеличением мощности к. з. питающей сети. На синусоидальность напряжения и на распределение высших гармоник в сети оказывают влияние емкостные элементы сети, в частности конденсаторные батареи, что значительно усложняет расчеты несинусоидальности.

Для ограничения уровней высших гармоник в установках с вентильными преобразователями применяются многофазные схемы выпрямления.

Хорошие результаты дает применение слловых резонансных фильтров, состоящих из последовательно соединенных реактора L и конденсаторной батареи C . Каждый фильтр настраивается на частоту определенной высшей гармоники или спектр высших гармоник так, чтобы сопротивление реактора на частоте батарей:

$$\nu\omega L = \frac{1}{\nu\omega C}.$$

Фильтры необходимо устанавливать на гармоники самого низкого порядка, возникающие в данном узле сети.

Резонансные фильтры устанавливаются в местах возникновения высших гармоник, так как в этом случае практически полностью устраняются соответствующие гармоники во всей электрической сети. Кроме поглощения высших гармоник резонансные фильтры являются источником реактивной мощности на 1-й гармонике и, следовательно, могут использоваться как компенсаторы реактивной мощности. При применении резонансных фильтров нельзя допускать повышения напряжения на зажимах конденсаторных батарей и увеличения их токовых нагрузок сверх нормированных значений; во избежание этого применяется последова-

тельное включение двух конденсаторов, выбранных на половину линейного напряжения.

Несимметричные режимы. Несимметрию нагрузок в трехфазных сетях создают однофазные электрические нагрузки: электропечи, крупные сварочные машины, электровозы внутрикарьерного и внутрицехового транспорта и др. Несимметрия может возникнуть при неравномерном распределении однофазных электроприемников по фазам или же при одновременном их включении даже при равномерном распределении по фазам. Иногда оба эти фактора совпадают.

Несимметрия трехфазной системы напряжений выражается значением напряжения обратной последовательности U_{-} в абсолютных единицах (В, кВ) или в процентах от номинального фазного напряжения $U_n/\sqrt{3}$.

Согласно ГОСТ 13109-67 несимметрия напряжений не должна превышать 2% номинального напряжения длительно допустимого на зажимах симметричного трехфазного электроприемника; для асинхронных двигателей допускается несимметрия более 2%, исходя из допустимого нагрева с учетом нагрузки двигателя и совокупности других факторов: нагрева от гармоник, от пусковых токов и т. п.

Специальные симметрирующие устройства предусматриваются с учетом экономических факторов лишь в тех случаях, когда оказываются недостаточными средства, упомянутые выше.

Можно ориентировочно считать, что при $S_k/S_n \geq 50$ значение несимметрии в сети не превышает допустимое.

Основные требования к частоте. При нормальном режиме работы электрической сети отклонение частоты от установленного ГОСТ номинального значения не должно быть более $\pm 0,1$ Гц. Допускается временная работа энергосистемы с отклонениями частоты $\pm 0,2$ Гц. Колебания частоты не должны превышать 0,2 Гц сверх допускаемых отклонений частоты. Эти нормы не распространяются на период послеаварийного восстановления частоты в энергосистеме. В аварийных условиях при резком снижении частоты до 47—48 Гц предусматривается автоматическая частотная

разгрузка (АЧР), отключающая менее ответственные потребители в порядке заранее установленной очередности.

В заключение необходимо отметить, что ограничиваться только мероприятиями в электрической части нельзя, так как при этом, несмотря на удорожание всей системы электроснабжения, не всегда удается полностью решить проблему качества электроэнергии. Для успешного и оптимального решения задачи в целом должны сочетаться и координироваться усилия электриков и технологов.

7. ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

При определении оптимального тока к. з. в электрических сетях промышленных предприятий учитываются два основных фактора, которые противоречат друг другу. Для уменьшения сечения кабелей, шин проводов, токопроводов и снижения параметров электрической аппаратуры необходимо снижать токи к. з., что даст экономию капитальных вложений в электрические подстанции и сети. При этом уменьшается также общий ущерб, причиняемый аварией, так как ограничивается ее развитие. Но мероприятия по ограничению токов к. з. требуют увеличения капитальных затрат, а самое главное, уменьшение мощностей к. з. приводит к ухудшению параметров качества электроэнергии, как это показано в § 6.

Поэтому для промышленных электрических сетей с относительно спокойными и с резкопеременными ударными нагрузками применяются разные критерии при определении оптимальных токов к. з.

При резкопеременных ударных нагрузках необходимая мощность к. з. определяется набросами активной ΔP и реактивной ΔQ мощностей.

Расчеты показали, что необходимые мощности к. з. в сетях 6—10 кВ при резкопеременных нагрузках в ряде случаев, в частности при вентильных приводах, практически не могут быть допущены по параметрам аппаратуры общепромышленного исполнения. Следовательно, наряду с максимально возможным по этим параметрам увеличением S_k в сетях 6—10 кВ для ограничения колебаний напряжения должны предусматриваться мероприятия, рекомендованные в § 6. С уче-

том этого оптимальная мощность к. з. на шинах 6—10 кВ при резкопеременной нагрузке в первом приближении может быть практически принята в диапазоне 500—1000 МВ·А. Однако при выборе выключателей в этом случае нельзя ориентироваться на малогабаритный горшковый выключатель типа ВМПЭ-10/500. Его отключаемая мощность должна быть повышена с 500 до 750—1000 МВ·А или же должен быть разработан аналогичный малогабаритный выключатель на такую отключаемую мощность. До выпуска такого выключателя лишь в отдельных случаях следует идти на применение громоздких выключателей типа МГГ.

При спокойных нагрузках оптимальный ток к. з. определяется, в основном, параметрами линейных выключателей массового применения на напряжение 6—10 кВ. Наиболее распространенными являются малогабаритные горшковые выключатели ВМП-10, ВМПЭ-10, ВМПП-10, ВМГ-10. Их отключаемая мощность 200—350 МВ·А должна быть полностью использована. Может быть также применен выключатель ВМПЭ-10/500 на отключаемую мощность 500 МВ·А. Это, как правило, и будет в рассматриваемом случае оптимальной мощностью к. з. Если мощность к. з. в распределительной сети предприятия выходит за пределы коммутационной способности указанных выключателей, то принимаются мероприятия по ее ограничению. Для этой цели прежде всего полностью используются рациональные схемные решения, упомянутые в § 4, и уже после этого, если потребуются, применяются специальные меры, к числу которых относится установка реакторов и применение трансформаторов с расщепленными обмотками.

Реактивное сопротивление реакторов выбирается с учетом необходимости ограничения токов к. з. до значений, соответствующих номинальной отключаемой мощности выключателей в сетях, и не рассчитывается на поддержание напряжения на сборных шинах во время короткого замыкания. Применение индивидуальных реакторов на отходящих линиях распределительных устройств вторичного напряжения (6—10 кВ) ГПП и ПГВ (рис. 23, а) вызывает значительное конструктивное усложнение и удорожание электрической и строительной части подстанций. Поэтому в большинстве случаев применяются схемы с групповыми реакторами (рис.

23, б), устанавливаемыми в цепях вторичного напряжения трансформаторов, на вводах питающих линий, на отходящих линиях или на ответвлениях от шинных магистралей. Преимущественно применяются расщепленные групповые реакторы (рис. 23, в). При реактивном сопротивлении ветвей расщепленных реакторов до 7,5—

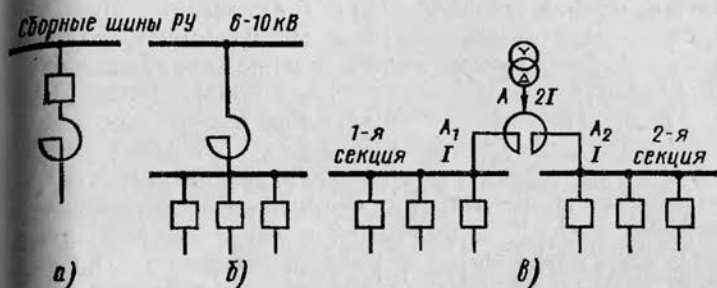


Рис. 23. Схемы с реакторами.

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

10% колебания напряжения на секциях шин в большинстве случаев лежат в допустимых пределах.

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:

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

где M — взаимная индуктивность.

Следовательно, 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 реакторах необходимо равномерно распределять нагрузки между их ветвями. Рекомендуется принимать номинальный ток каждой ветви не менее 0,675 номинального тока трансформатора или

ввода, питающего обе секции. Это обеспечивает работу реактора даже в том случае, когда одна его ветвь будет загружена на 67,5% полного тока обеих ветвей, а другая — только на 32,5%.

Пример применения групповых реакторов на крупных ГПП приведен на рис. 10.

Применение трансформаторов с расщепленными обмотками также способствует ограничению тока к. з.

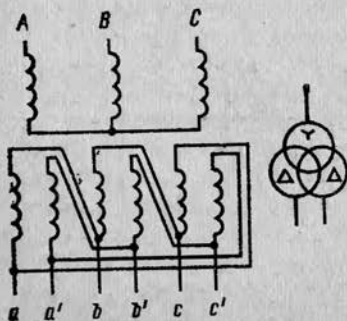


Рис. 24. Трехфазный трансформатор с расщепленными обмотками низшего напряжения.

так как они имеют повышенное напряжение к. з., что при определенных условиях позволяет отказаться от реактирования. Трансформатор с расщепленной обмоткой имеет две (или более) обмотки на вторичном напряжении. Эти обмотки рассчитаны на 50% номинальной мощности трансформатора (рис. 24). Ветви расщепленной обмотки независимы друг от друга, они не связаны электрически и имеют только магнитную связь. Одной

из основных характеристик трансформатора с расщепленной обмоткой является так называемый коэффициент расщепления K_p . Он определяется как отношение сопротивления между расщепленными обмотками к сквозному сопротивлению трансформатора по формуле, приведенной в [Л.1].

Не следует искусственно ограничивать ток к. з. в тех случаях, когда последний не является определяющим фактором при выборе элементов системы электроснабжения. Так, например, сечение кабелей или токопроводов, выбранное по экономической плотности тока, по нагрузке при рабочем или послеаварийном режиме или же по другим показателям, иногда превосходит сечение, необходимое по току к. з. Это иногда может быть отнесено и к другим элементам электроснабжения, выбранным с известным запасом, обусловленным, например, параметрическими данными оборудования и другими причинами.

В тех случаях, когда питание ударных и спокойных нагрузок производится от общих трансформаторов, целесообразно устанавливать на всех линиях мощные дорогие выключатели, так как большинство линий обычно питает спокойную нагрузку и в то же время нельзя ограничивать мощность к. з. на линиях с ударной нагрузкой, чтобы не увеличивать колебания напряжения, недопустимые для спокойных нагрузок.

В этих случаях можно применить схему, представленную на рис. 25. В ней не предусмотрено реактирование на вводах от трансформаторов и на линиях к мощным статическим преобразователям, чтобы не увеличивать индуктивность цепей и снизить толчки реактивной мощности, вызываемые резкопеременными нагрузками ионных приводов. На этих присоединениях применены мощные выключатели 1, так как по ним проходят большие токи к. з. На всех прочих отходящих линиях применено групповое реактирование и обычные сетевые выключатели 2 с отключаемой мощностью до 350 МВ·А. Это одно из возможных решений при выборе выключателей в сетях, питающих спокойные и резкопеременные ударные нагрузки.

При расчете токов к. з. в сетях промышленных предприятий учитывается подпитка места к. з. от электродвигателей, которая на крупных предприятиях некоторых отраслей промышленности достигает значительных величин. Ввиду быстрейшего действия современных защит подпит-

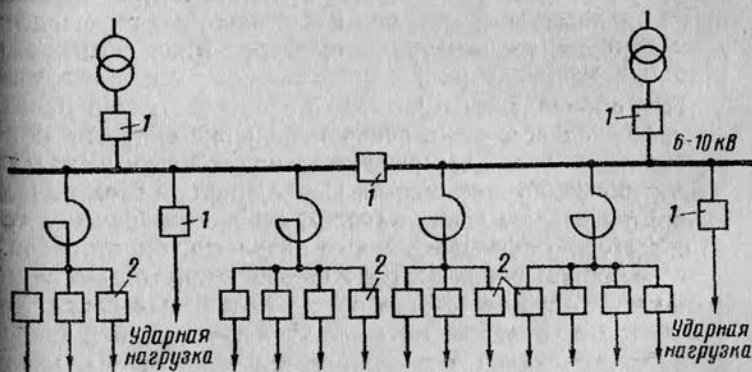


Рис. 25. Схема коммутации при наличии ударных и спокойных нагрузок.

ка от синхронных двигателей учитывается как в ударном, так и в отключаемом токе. Учет подпитки производится при наиболее неблагоприятном режиме. Дело в том, что при значительной мощности подключенных синхронных двигателей 3 наибольшая подпитка может иметь место не при нормальном режиме ГПП или ПГВ, когда секции шин 6—10 кВ работают раздельно от сво-

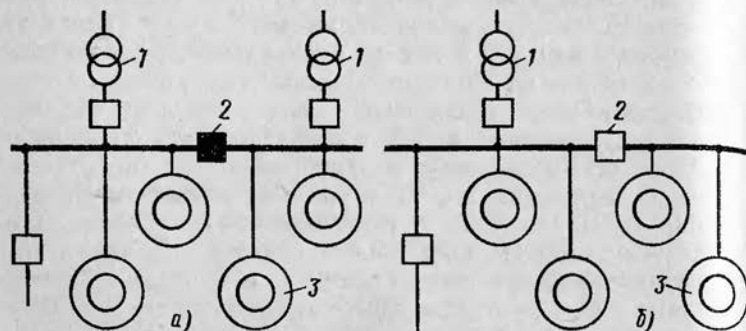


Рис. 26. Схемы коммутации с подпиткой места к.з. синхронными двигателями.

а — при нормальной работе; б — при отключении одного трансформатора.

их трансформаторов или линий, а при послеаварийном режиме, при ревизии или ремонте одного из трансформаторов 1 или одной из питающих линий, когда секционный выключатель 2 включен и вся нагрузка перешла на оставшийся в работе трансформатор (рис. 26, б) или линию.

При определении тока к.з. в электросетях до 1000 В учитываются все, даже очень небольшие сопротивления включенных элементов короткозамкнутой сети не только индуктивные, но и активные. Последние при этом напряжении оказывают значительное влияние на значение тока к.з. Нужно учитывать также активные сопротивления всех переходных контактов короткозамкнутой цепи: на шинах, на выводах аппаратов, на разъемных контактах аппаратов и, наконец, на контактах в месте к.з. Переходное сопротивление последних при к.з. имеет существенное значение, так как контакт в месте к.з. почти никогда не является плотным и совершенным. Однако точный учет всех этих мелких сопротивлений затрудните-

лен, так как обычно при расчете нет достоверных данных о числе упомянутых последовательных контактов в цепи к.з. и об их переходных сопротивлениях. В этих случаях указания Госстроя СССР по проектированию силового электрооборудования промышленных предприятий (СН 357-66) допускают учитывать упомянутые сопротивления совокупно путем введения в расчет условных переходных сопротивлений, суммарная величина которых колеблется от 0,015 до 0,30 Ом в зависимости от удаленности места к.з. от цехового трансформатора. Наименьшая величина принимается при к.з. непосредственно на стороне вторичного напряжения трансформатора, а наибольшая — в самой удаленной точке цеховой сети.

Введение в расчет этих сопротивлений значительно снижает токи к.з. в сетях до 1000 В и облегчает выбор аппаратов при мощных цеховых трансформаторах: 1000, 1600 и 2500 кВ·А. Однако применять эти «условные» сопротивления нужно весьма осмотрительно с учетом конкретных условий данной электроустановки, в частности параметров цепи к.з. и ответственности объекта.

8. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Вопросы генерирования реактивной мощности имеют большое значение, так как потребность в ней возрастает в связи с широким применением электроприемников с довольно низким коэффициентом мощности: больших дуговых электропечей, мощных вентиляльных преобразователей, крупных электросварочных агрегатов.

Баланс реактивной мощности должен обеспечиваться при всех режимах работы системы электроснабжения: нормальном, послеаварийном, ремонтном. При послеаварийном и ремонтном режимах используются все средства генерации реактивной мощности независимо от их экономичности. Компенсирующие устройства используются также в качестве одного из средств регулирования напряжения с целью обеспечения оптимального режима напряжений в электрических сетях.

Для стимулирования мероприятий по компенсации реактивной мощности установлены скидка (—) и надбавка (+) к тарифу на электроэнергию, зависящие от степени компенсации реактивной мощности [Л.1].

Суммарная мощность компенсирующих устройств Q_k , которые устанавливаются на предприятиях, зависит от

их реактивных нагрузок Q_m и от той наибольшей реактивной мощности Q_c , которая может быть передана из сети энергосистемы в сеть предприятия в период наибольших активных нагрузок системы и которая задается последней (с приближенным учетом потерь электроэнергии также и в сети предприятия).

$$Q_k = Q_m - Q_c,$$

где Q_m — реактивная нагрузка предприятия в период наибольших активных нагрузок энергосистемы.

Так как режимы наибольших реактивных нагрузок предприятия и наибольших активных нагрузок энергосистемы могут не совпадать по времени, то при существенных расхождениях в расчете нужно вносить поправки по результатам анализа графика нагрузки. Для выбора оптимальных режимов работы источников реактивной мощности на предприятии и определения условий регулирования их мощности энергоснабжающая организация кроме величины Q_c в режиме наибольшей активной нагрузки задает также допустимые по техническим условиям величины реактивных мощностей Q'_c в режиме наименьших активных нагрузок энергосистемы (ночной минимум) и в послеаварийном режиме.

Средства компенсации. Для уменьшения затрат на установку специальных компенсирующих устройств проводятся следующие мероприятия:

упорядочение технологического процесса, ведущее к улучшению энергетического режима оборудования и к повышению коэффициента мощности;

выбор электродвигателей и трансформаторов с оптимальной их загрузкой;

преимущественное применение синхронных электродвигателей, когда это возможно и целесообразно по условиям сети и производства;

применение устройств, ограничивающих холостой ход электроприемников (асинхронных электродвигателей, трансформаторов), в частности широкое внедрение ограничителей холостого хода для устранения холостой работы асинхронных двигателей в тех случаях, когда продолжительность межоперационного периода превышает 10 с;

применение переключателей с треугольника на звезду у тех асинхронных двигателей напряжением до

4000 В, которые систематически загружаются не более чем на 40%.

При реконструкции электроснабжения производится замена незагруженных трансформаторов и электродви-

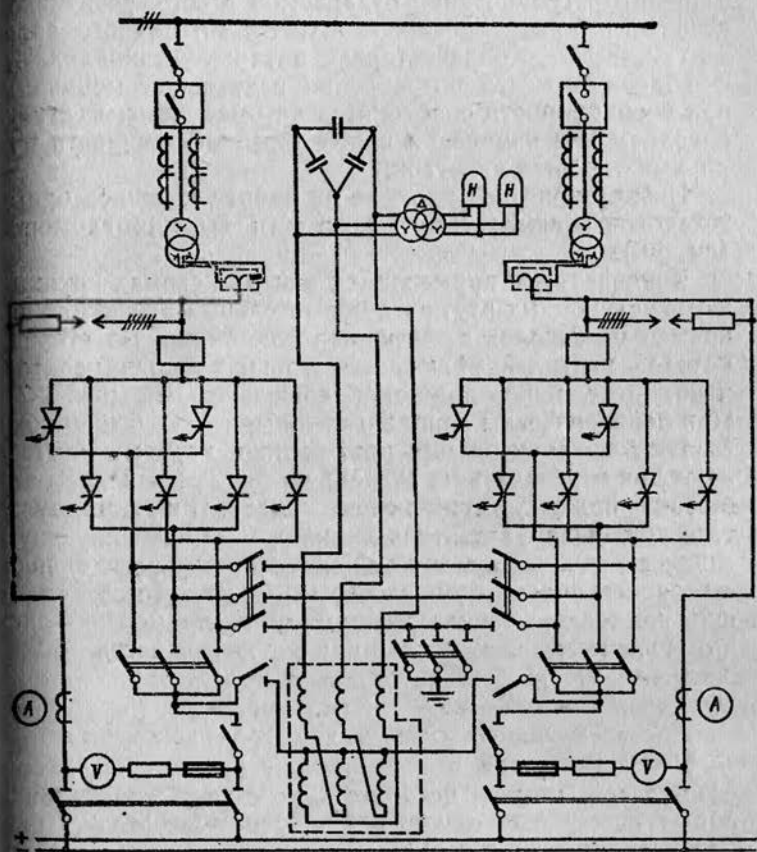


Рис. 27. Принципиальная схема компенсационного преобразователя.

гателей и замена асинхронных двигателей синхронными, если последнее технически возможно и экономически целесообразно.

Основным средством компенсации на промышленных предприятиях являются батареи силовых конденсаторов (КБ), подключаемые параллельно к электросети, т. е.

поперечная компенсация. К их преимуществам относятся: простота, относительно невысокая стоимость, недефицитность материалов, малые удельные собственные потери активной мощности, а к недостаткам — отсутствие плавного регулирования отдаваемой в сеть реактивной мощности, пожароопасность, наличие остаточного заряда (см. ниже). Конденсаторные батареи устанавливаются вблизи от места потребления реактивной мощности, при необходимости снабжаются автоматическим регулированием для изменения присоединенной мощности при разных режимах нагрузок.

Неблагоприятное влияние на работу конденсаторных установок оказывает наличие в сети высших гармоник (см. § 6).

Конденсаторы применяются также в схемах крупных компенсационных ртутно-выпрямительных агрегатов, например на заводах электролиза алюминия. На стороне катодов вентилях включается уравнивательный реактор, к которому присоединяются конденсаторы (рис. 27). При периодическом заряде и разряде конденсаторов они создают дополнительные напряжения, которые заставляют ток переходить на очередную фазу раньше, чем это было бы при отсутствии в схеме конденсаторов, в результате чего преобразователь генерирует компенсирующую мощность $Q_{п}$. Следовательно, конденсаторы выполняют в основном только функцию коммутирующего звена; общий компенсирующий эффект $K_{э}$ от их применения значительно превышает их номинальную мощность

$$K_{э} = \frac{Q_{п}}{Q_{конт}} \approx 2,5 \div 3,1.$$

На подстанциях с несколькими преобразователями обычно применяется не более одного-двух компенсационных преобразователей, что обычно достаточно для улучшения общего коэффициента мощности всей установки. Разрабатывается схема компенсации с тиристорными преобразователями.

К широкому применению для генерации реактивной мощности рекомендуются синхронные электродвигатели в большом диапазоне их мощностей. Они способны отдавать реактивную мощность в сеть на месте потребления при полезной нагрузке на валу, допускают форсировку возбуждения и широкие пределы регулирования отдаваемой реактивной мощности, меньше зависят от колеба-

ний напряжения, чем косинусные конденсаторы, повышают устойчивость системы.

Значение реактивной мощности, генерируемой СД, зависит от их загрузки по активной и реактивной мощности и от относительного напряжения на их зажимах.

Целесообразно применять синхронные двигатели совместно с конденсаторами, которые осуществляют в основном компенсацию базисной части суточного графика реактивной нагрузки, а синхронные двигатели, главным образом, снижают пики графика.

Синхронные компенсаторы (СК) на промышленных предприятиях применяются редко — при больших мощностях компенсирующих устройств, на подстанциях, имеющих районное значение, а также иногда на крупных электропечных установках (дуговых и руднотермических).

Использование реактивной мощности генераторов заводских станций экономически целесообразно, если это не вызывает увеличения числа или сечения питающих линий, числа устанавливаемых трансформаторов и других сетевых затрат, связанных с передачей реактивной мощности от генераторов.

При определенных условиях учитываются также реактивные мощности, генерируемые воздушными линиями и токопроводами напряжением выше 20 кВ и кабельными линиями напряжением 6 кВ и выше, которые пропорциональны их длине и квадрату напряжения. Средние значения реактивной мощности, генерируемой различными линиями, приведены в [Л. 5].

Распределение мощности компенсирующих устройств в сетях производится в основном из условия наибольшего снижения потерь активной мощности от реактивных нагрузок. Установка конденсаторов относительно большей мощности производится в местах наибольших реактивных нагрузок и сопротивлений питающих линий. Это обеспечивает повышение напряжения в тех частях сети, где это напряжение ниже расчетного уровня.

Не рекомендуется чрезмерное разукрупнение конденсаторных установок, так как это приводит к значительному увеличению удельных затрат на отключающую аппаратуру, измерительные приборы и конструкции на установленный 1 квар батареи. Единичная мощность батарей на напряжение 6—10 кВ принимается не менее

400 квар, если присоединение выполняется с помощью отдельного выключателя. В сетях низкого напряжения не рекомендуется снижать мощность конденсаторных батарей до величины менее 30 квар. Если расчетная мощность батареи на отдельных участках получается менее указанных величин, то конденсаторы на них не устанавливаются, а полученная по расчету мощность конденсаторов перераспределяется между близко расположенными другими более мощными батареями путем пропорционального увеличения их мощности.

В сетях 6—10 кВ в первую очередь следует полностью использовать для компенсации реактивную мощность работающих СД [Л. 1]. При отсутствии СД или недостаточности их реактивной мощности дополнительно применяются конденсаторы, которые устанавливаются либо на цеховых подстанциях, имеющих РУ 6—10 кВ, либо на РП. Целесообразна также установка конденсаторов на вторичном напряжении ПГВ 110—220 кВ, которые в данном случае выполняют функции РП и от которых непосредственно производится распределение электроэнергии по цеховым подстанциям.

Не рекомендуется устанавливать конденсаторы напряжением 6—10 кВ на бесшинных цеховых подстанциях, на которых трансформаторы присоединены наглухо или только через разъединитель, так как присоединение конденсаторных батарей к этим подстанциям вызовет их усложнение и удорожание.

В сетях 380—660 В для компенсации реактивной мощности также следует в первую очередь использовать свободную реактивную мощность СД 6—10 кВ, оставшуюся после компенсации реактивных нагрузок в сети 6—10 кВ, если это экономически целесообразно. Передача реактивной мощности от СД 6—10 кВ в сеть напряжением до 1000 В, как правило, оказывается невыгодной, если это вызывает увеличение числа понижающих трансформаторов. Это, в основном, объясняется тем, что стоимость комплектных трансформаторных подстанций очень велика. По этой же причине может оказаться нецелесообразной передача в сеть низкого напряжения реактивной мощности от генераторов заводской ТЭЦ.

Нерегулируемые конденсаторные батареи на напряжение 380—660 В обычно устанавливаются на цеховых распределительных пунктах или присоединяются к ма-

рациональным токопроводам, если этому не препятствует обескураживающая среда. Получается значительно лучшее использование конденсаторов, чем при индивидуальной компенсации, и разгружаются питательная сеть и трансформаторы цеховых подстанций. Место установки регулируемых конденсаторных батарей в сетях до 1000 В выбирается с учетом требований регулирования напря-

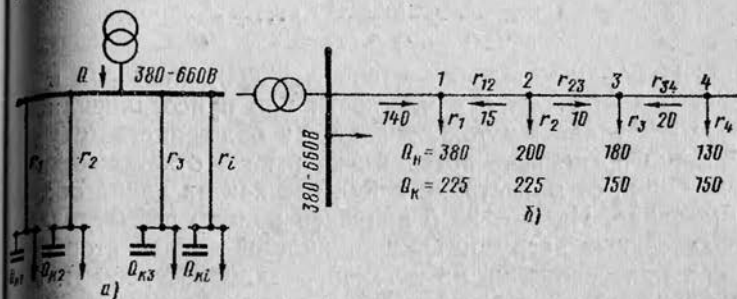


Рис. 28. Распределение мощности конденсаторов в сетях низкого напряжения.

а — при радиальной схеме; б — при магистральной схеме.

жения или реактивной мощности. Централизованная установка конденсаторов 380—660 В на цеховых подстанциях нецелесообразна, так как это не дает снижения потерь в сети низкого напряжения. Она может быть применена лишь в тех случаях, когда размещение конденсаторов в цехе недопустимо по условиям пожарной безопасности и в то же время имеется необходимость в разгрузке силового трансформатора на подстанции. В этих случаях нужно произвести уточнение целесообразной мощности конденсаторов напряжением до 1000 В по сравнению с конденсаторами напряжением выше 1000 В. При выборе цеховых конденсаторных батарей (КБ) следует стремиться (в пределах их типажа), чтобы их мощность была близка к реактивным нагрузкам цехового РП, к которому присоединена эта батарея, так как это дает наибольший экономический эффект от снижения потерь энергии в сети.

Распределение мощностей конденсаторов радиальной сети (рис. 28, а) производится по формуле

$$Q_{ki} = \frac{Qr_i}{r_i},$$

где Q_{ki} — искомая реактивная мощность КБ в данном пункте, Мвар; Q — суммарная распределяемая реактивная мощность, Мвар; r_i — сопротивление радиальной линии питающей данный пункт, Ом; r_0 — эквивалентное сопротивление сети, Ом, определяемое по формуле

$$r_0 = \frac{1}{\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} + \frac{1}{r_3} + \dots + \frac{1}{r_n}}$$

При распределении мощностей конденсаторов в магистральных сетях, в частности при присоединении КБ к магистральным токопроводам, в большинстве случаев можно пренебречь потерями энергии в ответвлениях r_1 , r_2 и т. д. от магистрали к КБ, так как их длина обычно невелика. На рис. 28, б приведен пример распределения реактивных нагрузок Q_H и мощностей конденсаторов Q_K при присоединении их к токопроводам 380—660 В. При суммарной реактивной мощности $Q=770$ квар применены стандартные батареи по 225 и 150 квар на суммарную мощность 750 квар. Если нельзя пренебречь потерями электроэнергии в ответвлениях от магистрали, то определение эквивалентного сопротивления производится по формуле сложения двух параллельно соединенных сопротивлений. Так, например, эквивалентное сопротивление в узловой точке 3 (рис. 28, б) определится по формуле

$$r_{33} = \frac{r_3(r_{34} + r_4)}{r_3 + r_{34} + r_4}$$

Для небольших электроустановок, присоединяемых к действующим сетям 6—10 кВ, как правило, экономически целесообразна полная компенсация реактивной мощности на вторичном напряжении 380—660 В.

Схемы. Наиболее распространены схемы присоединения КБ через отдельные выключатели при напряжении 6—10 кВ или через рубильники и предохранители или автоматы при напряжении 380 В.

Схемы с подсоединением под общий выключатель (рис. 29, б) применяются очень редко, в основном при индивидуальной компенсации реактивной мощности электродвигателей или при установке батарей на работающей подстанции, когда нет свободной камеры для установки выключателя. Конденсаторные батареи напряжением 380—660 В присоединяются к цеховым группо-

виткам или к токопроводам и в отдельных случаях к шинам вторичного напряжения цеховых подстанций. Схема на рис. 30, в предназначена для автоматически регулируемых батарей, схема на рис. 30, б может применяться как при автоматическом регулировании конденсаторных батарей на предприятии, так и при отсутствии

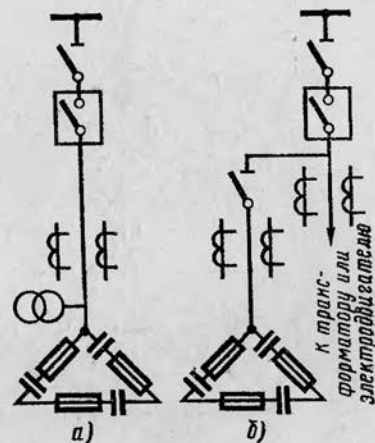


Рис. 29. Присоединение конденсаторных батарей на напряжении 6—10 кВ. а — к сборным шинам через выключатель; б — через общий выключатель с трансформатором или электродвигателем.

такого регулирования, схема на рис. 30, а применяется при отсутствии автоматического регулирования.

На относительно крупных конденсаторных батареях или при необходимости регулирования реактивной мощности применяются секционированные схемы с подразделением конденсаторной батареи на несколько секций, что дает также возможность поочередного осмотра или ремонта секций без полного отключения всей конденсаторной батареи. Число секций, необходимых для регулирования конденсаторных батарей, зависит от требуемого количества ступеней регулирования. На рис. 31 представлена экономичная секционированная схема с тремя конденсаторными батареями на каждой секции. Каждая секция подключена к шинам через выключатель B_1 , рассчитанный на отключение полной мощности к. з. Выключатели же B_2 в цепях конденсаторных батарей не рассчитаны на это и служат лишь для переключений при автоматическом регулировании конденсаторной установки. При аварии на какой-либо батарее сначала отключается выключатель B_1 , затем подается импульс на от-

ключение выключателя B_2 поврежденной части, после чего вновь включается выключатель B_1 и восстанавливается питание оставшихся батарей секции. В качестве выключателей B_2 рекомендуются вакуумный или элегазовый выключатели. Если выключатели B_2 выбрать на полную

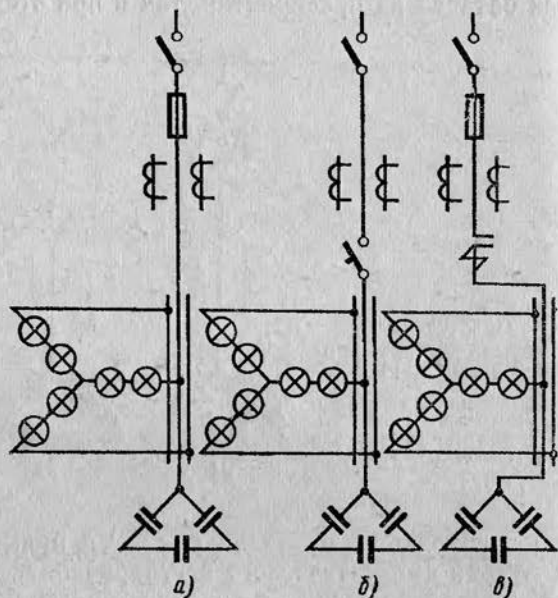


Рис. 30. Присоединение конденсаторных батарей на напряжение 0,38—0,66 кВ.

a — через рубильник и предохранитель; *b* — через автомат; *в* — через рубильник, предохранитель и контактор.

мощность к. з., то эксплуатация и релейная защита упрощаются, но установка в целом удорожится.

При включении и переключении конденсаторов возникают переходные процессы, характеризующиеся перенапряжениями и кратковременными бросками тока, величина которых многократно превышает номинальный ток батарей. Бросок тока зависит от мощности батареи и параметров сети, в которую она включается: он будет тем больше, чем выше ток к. з. в сети.

При включении батареи или секции на параллельную работу с работающими батареями или секциями бросок тока получается значительно больше, чем при

включении отдельной батареи, так как работающие батареи разряжаются на вновь включаемую, что вызывает выброс в контуре, состоящем из индуктивности ошинок между батареями и включенными последовательно емкостями вновь включаемой и работающей батарей.

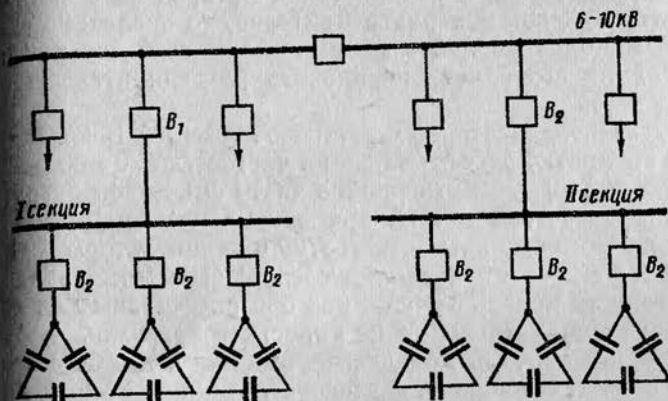


Рис. 31. Секционированная схема конденсаторной батареи.

Для управления конденсаторными установками применяются быстродействующие выключатели, имеющие повышенную износоустойчивость контактной и механической частей и допускающие частые и быстрые переключения. Они должны обладать большой скоростью размыкания и замыкания контактов, чтобы избежать повторных зажиганий дуги при незаряженной конденсаторной батарее, которые могут вызвать перенапряжения до трех-пятикратных значений номинального напряжения. Обычные масляные и воздушные выключатели не удовлетворяют полностью всем требованиям для коммутации емкостных нагрузок. Наиболее пригодны и перспективны вакуумные выключатели. Но они маломощны и применяются пока лишь для секционирования конденсаторных батарей и регулирования их мощности в схемах подобных представленным на рис. 31, когда им не приходится отключать тока к. з. Их выбирают, исходя примерно из полуторакратного номинального тока секции конденсаторной батареи. Весьма пригодными для регулирования конденсаторных батарей являются быст-

родействующие бесконтактные тиристорные выключатели. Обычные выключатели на напряжение 6—10 кВ, выдерживающие с запасом по номинальному току не менее чем на 50%, удовлетворительно работают при коммутации КВ мощностью до 2500 квар.

Если деление конденсаторной батареи на секции делается при помощи разъединителей, то последние снабжаются блокировкой с выключателем всей батареи, которая не позволяет оперировать разъединителями под нагрузкой.

Для конденсаторных установок до 1000 В необходимы аппараты, рассчитанные на частое (до 20—30 операций в сутки) коммутирование чисто емкостной нагрузки в диапазоне 300—800 А при автоматическом регулировании. Обычные автоматы А 3700 или контакторы КТУ-4, КТ6043 с предохранителями следует выбирать с запасом по току не менее 50%, так как они рассчитаны для коммутации индуктивной, а не емкостной нагрузки.

Защита. Для конденсаторных батарей 6—10 кВ применяется общая для всей установки максимальная токовая защита от коротких замыканий и от перегрузок без выдержки времени. Уставка защиты принимается примерно вдвое большей номинального тока батарей для отстройки от тока включения и тока разряда батарей. При регулируемых конденсаторных батареях токовая защита устанавливается на каждой секции; она действует на отключение всей батареи с последующим восстановлением питания неповрежденных секций (см. рис. 31). При присоединении конденсаторной батареи под общий выключатель с электродвигателем или трансформатором на ней устанавливается отдельная защита с действием на головной выключатель.

Так как конденсаторы 6—10 кВ не имеют встроенной индивидуальной защиты, то у каждого конденсатора, кроме того, устанавливаются быстродействующие токоограничивающие предохранители типа ПК необходимой разрывной мощности, рассчитанные на броски тока при включении конденсатора, на максимальный разрядный ток, протекающий от неповрежденных конденсаторов к поврежденному, и на обычные колебания нагрузки при работе конденсаторной установки. Исходя из этих условий, ток плавкой вставки предохранителя выбирают не менее 150% номинального тока конденсатора при номинальном токе предохранителя свыше 30 А и не менее

50% при номинальном токе предохранителя до 30 А. Также приведены рекомендации по выбору плавких вставок предохранителей для индивидуальной защиты однофазных конденсаторов 6—10 кВ:

Номинальная мощность конденсатора, квар	13	18	25	37,5	50	75	100
Номинальный ток, А, при напряжении, кВ:							
6,3	2,06	2,86	3,97	5,97	7,94	11,9	15,9
10,5	1,24	1,72	2,38	3,57	4,76	7,15	9,52
Номинальный ток плавкой вставки, А, при напряжении, кВ:							
6,3	3	5	7,5	10	15	20	30
10,5	2	3	5	5	7,5	10	15

Индивидуальная защита конденсаторов должна быть селективной с общей защитой всей батареи.

Если в сети возможно повышение напряжения более 110% номинального, то применяется защита от повышения напряжения.

При токе замыкания на землю 20 А и более применяется защита от однофазных замыканий на землю.

Конденсаторы до 1000 В имеют индивидуальные встроенные предохранители, следовательно, необходима только общая защита батарей. При защите предохранителями ток плавкой вставки определяется по формуле, А:

$$I_B \leq 1,6n \frac{Q_K}{\sqrt{3}U_n}$$

где n — общее количество конденсаторов в установке (во всех фазах), шт; Q_K — номинальная мощность одного однофазного конденсатора, квар; U_n — линейное напряжение, кВ.

При защите автоматами автомат должен иметь комбинированный расцепитель, обеспечивающий защиту с плавной регулировкой тока. Уставка тока I_y , выбираемая исходя из перегрузочной способности конденсатора,

не должна превышать 130% $I_{н.к.}$. Она определяется по формуле

$$I_y \leq 1,3n \frac{Q_k}{\sqrt{3}U_n}.$$

При наличии в сетях высших гармоник проверяется вероятность перегрузки конденсаторов по току в резонансных или близких к ним режимах и предусматриваются меры по предотвращению резонансных явлений (см. § 6).

Для измерения тока и контроля равенства емкостей в цепи конденсаторной батареи предусматриваются три амперметра или один амперметр с переключателем. Для небольших КБ мощностью до 400 квар допускается установка одного амперметра. При подключении КБ по схеме 29, б предусматривается отдельное измерение тока в цепи КБ. Для измерения напряжения вольтметр допускается подключать к вторичной обмотке трансформатора напряжения, служащего для разряда.

Предусматриваются приборы для контроля наибольших и наименьших реактивных 30-минутных мощностей, потребляемых предприятием в режиме наибольших активных нагрузок энергоснабжающей системы, зафиксированных в договоре с последней. Для этого применяются счетчики реактивной энергии с указателями 30-минутного максимума, причем наибольшая нагрузка определяется по указателю нагрузки, а наименьшая — по счетному механизму счетчика. При отсутствии специальных счетчиков с указателем максимума учет наибольшей и наименьшей реактивных нагрузок производится по показаниям обычных счетчиков реактивной энергии. При этом записи подлежат 30-минутные показания счетчиков во время максимума энергосистемы и на начало и конец суточного провала нагрузки. Если предприятие выдает реактивную мощность в сеть энергосистемы (по договору с последней), то для ее учета устанавливается отдельный счетчик.

Разряд. Для быстрого разряда конденсаторов после их отключения применяются индуктивные или активные разрядные сопротивления, подключаемые параллельно конденсаторной батарее. Без этих разрядных сопротивлений естественный саморазряд конденсаторов до безопасного напряжения 65 В происходит очень медленно.

о, остающееся на зажимах отключенной батареи напряжение будет представлять опасность для обслуживающего персонала. Кроме того, при обратном включении в сеть неразрядившегося конденсатора возникает большой бросок тока, значительно превосходящий ток включения полностью разряженного конденсатора. В секционированных конденсаторных установках предусматривается отдельное разрядное сопротивление на каждой секции, с отдельным выключателем.

Разрядное сопротивление R выбирается таким образом, чтобы потери активной мощности в нем при номинальном напряжении не превышали 1 Вт/квар. Оно определяется по формуле, Ом:

$$R = 15 \frac{U_{\Phi}^2}{Q_{\kappa}} 10^6,$$

где U_{Φ} — фазное напряжение сети, кВ; Q_{κ} — мощность конденсаторной батареи, квар.

Разрядные сопротивления в трехфазных конденсаторных батареях можно соединить треугольником, открытым треугольником, звездой. Соединение треугольником наиболее надежно, так как при обрыве одной фазы эта схема превращается в открытый треугольник, следовательно, сохраняется возможность разряда всех трех фаз конденсаторной батареи, что не имеет места при других схемах. При напряжении 6—10 кВ обычно применяют два трансформатора напряжения, соединенных открытым треугольником (рис. 32, а) во избежание образования колебательного контура, увеличивающего перенапряжения 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 обычно применяют лампы накаливания на напряжение 220 В, так как газосветные лампы не обеспечивают полного разряда. Чтобы увеличить срок службы ламп и уменьшить потребляемую ими мощность, их соединяют попарно последовательно и три такие группы включают в звезду (рис. 32, б).

Наилучшим решением является применение конденсаторов со встроенными разрядными сопротивлениями, которые у конденсаторов на напряжение 380 В устанавли-

ливаются снаружи между выводами конденсатора, а у конденсаторов 6—10 кВ — внутри в верхней части бака конденсатора.

При присоединении батареи под общий выключатель с двигателем или трансформатором разряд происходит на их обмотки и специальных разрядных сопротивлений не требуется. При этом оперирование разъединителем на ответвлении к батарее допускается только при сня-

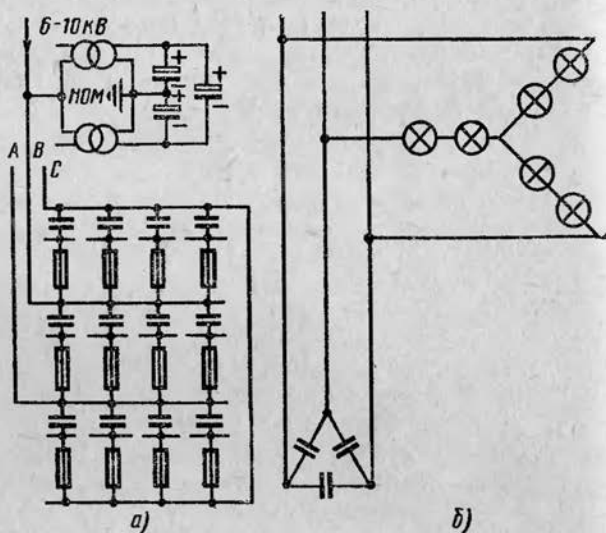


Рис. 32. Схемы разряда конденсаторной батареи.
 а — при напряжении 6—10 кВ; б — при напряжении 380—220 кВ.

том напряжении, т. е. после предварительного кратковременного отключения выключателя.

В цепи между конденсаторной батареей и разрядными сопротивлениями не ставится никаких коммутационных аппаратов и трансформаторы напряжения, служащие для разряда батареи, не должны иметь предохранителей на стороне 6—10 кВ.

Разрядные сопротивления проверяют на продолжительность разряда конденсаторной батареи до безопасного напряжения 65 В.

Для конденсаторных батарей до 1000 В разрядные сопротивления нормально отключены и автоматически включаются только в момент отключения конденсаторов.

Это делается для уменьшения потерь электроэнергии. Имеется ряд схем такого автоматического включения [Л. 1].

Регулирование мощности компенсирующих устройств уменьшает потери энергии в сетях, является одним из средств для регулирования напряжения и способствует улучшению общего режима работы системы электроснабжения и повышению качества электроэнергии, особенно при большой неравномерности графика нагрузки. При включении конденсаторной мощности Q_K напряжение в этой точке сети будет повышаться на величину ΔU , а при отключении Q_K будет понижение напряжения

$$\pm \Delta U = \frac{Q_K x}{U} 10^{-3} \text{ или } \pm \Delta U \% = \frac{Q_K x}{10U^2},$$

где U — междуфазное напряжение, кВ; x — реактивное сопротивление сети от данной точки до источника питания.

В первую очередь целесообразно использовать автоматическое регулирование возбуждения синхронных электродвигателей, а затем уже предусматривать регулирование мощности части конденсаторных батарей в зависимости от режима работы проектируемой системы электроснабжения. На трехсменных промышленных предприятиях с ровным графиком нагрузки в течение всех смен мощность постоянно включенных источников реактивной мощности (ИРМ) принимается равной их расчетной мощности и регулирование, как правило, не применяется. На мелких односменных предприятиях также, как правило, применяется ИРМ постоянной мощности без регулирования. В остальных случаях при неравномерном суточном графике реактивной мощности ИРМ регулируются частично в соответствии с графиком.

Конденсаторные установки допускают только ступенчатое регулирование мощности, которое бывает одноступенчатым, когда отключается или включается сразу вся установка, и многоступенчатым при отключении или включении по секциям. Одноступенчатое регулирование — самое простое, дешевое и надежное ввиду минимального количества коммутационных и управляемых аппаратов и приборов. Число и мощность ступеней регулирования и последовательность их включения и отклю-

чения определяются по графикам нагрузки предприятия и в зависимости от заданий энергетической системы. Обычно бывает достаточным подразделение конденсаторных батарей на две-три секции одинаковой мощности, что упрощает и удешевляет схему регулирования и повышает надежность ее работы. Если же секции принять разной мощности, то уже при двух секциях можно получить трехступенчатое регулирование. Наиболее целесообразно выбирать мощности разных секций, отличающиеся в геометрической прогрессии, например 100 : 200 : 400 : 800 квар и т. д. По условиям эксплуатации в большинстве случаев нет необходимости на предприятиях применять число ступеней регулирования более трех. На предприятиях, где нагрузки двух дневных смен мало различаются и снижение происходит только в третью (ночную) смену, обычно бывает достаточно двух ступеней, что сильно упрощает все устройство. Если на предприятии имеется несколько конденсаторных батарей, то многоступенчатое регулирование суммарной реактивной мощности, вырабатываемой всеми конденсаторными батареями предприятия, осуществляется одновременным включением или отключением отдельных батарей в соответствии с графиком нагрузки.

Автоматическое регулирование конденсаторных батарей выполняется несколькими способами [Л. 1]:

по напряжению с коррекцией, если потребуется, по полному току или по реактивной его составляющей, если необходимо уменьшить отклонения уровня напряжения от оптимального значения;

по величине реактивной мощности или реактивной составляющей тока при изменении графика реактивной мощности;

по времени суток при необходимости ограничения выдачи реактивной мощности в сеть энергосистемы;

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 напряжению или по времени суток.

На рис. 33 приведена в качестве примера схема автоматического регулирования по времени суток с коррекцией по напряжению. Принцип действия схемы заключается в том, что если после включения конденса-

торной батареи (КБ) действием ЭВЧС в заданное время суток напряжение будет повышенное, реле ИН вновь отключит КБ. Наоборот, если ЭВЧС в заданное время отключит КБ, а напряжение на данном участке будет пониженное, то реле ИН вновь включит ее. Если же напряжение опять повысится, то реле ИН отключит КБ,

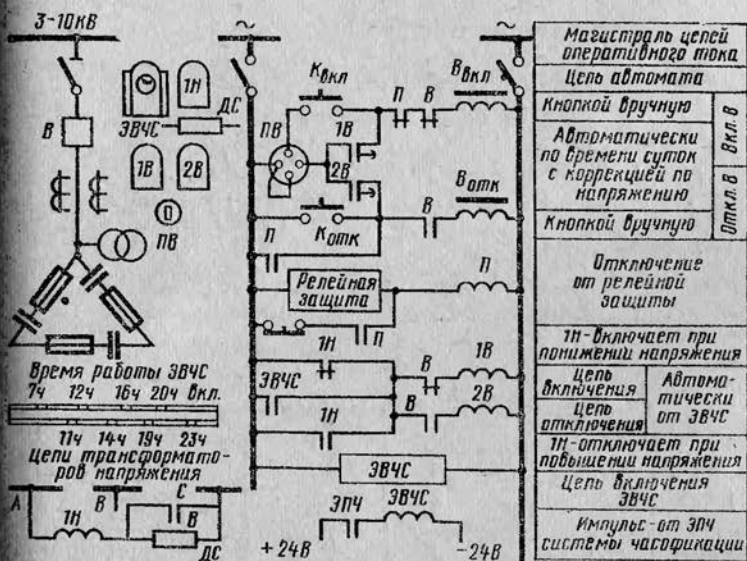


Рис. 33. Схема одноступенчатого автоматического регулирования конденсаторных батарей по времени суток с коррекцией по напряжению.

не дожидаясь заданного времени на ЭВЧС. Следовательно, реле ИН вводит коррективы в работе ЭВЧС в зависимости от напряжения.

Схема автоматического регулирования по напряжению применяется в тех случаях, когда основной задачей является поддержание напряжения в определенных пределах. На рис. 34 приведен пример суточного графика реактивной мощности при регулировании по напряжению. Конденсаторная батарея автоматически включается, когда напряжение становится ниже номинального, и отключается, когда оно вновь станет выше но-

минального. В результате такого регулирования напряжение не выходит за нормированные пределы $\pm 5\%$.

На рис. 35 показана принципиальная схема регулирования, предусмотренная в комплектных конденсаторных установках серии УК с применением автоматического

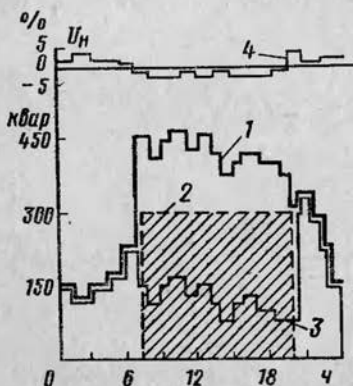


Рис. 34. Суточный график при регулировании конденсаторных батарей по напряжению.

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

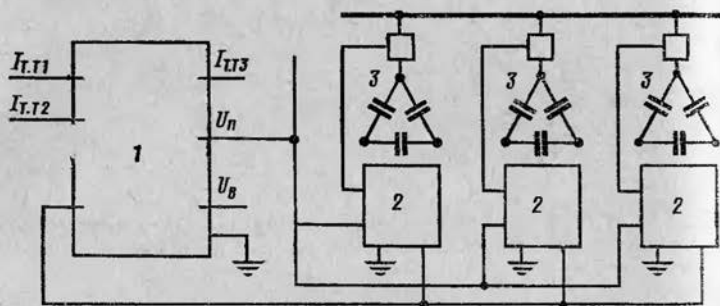


Рис. 35. Принципиальная схема регулирования УК при помощи устройства «Аркон».

1 — командный блок; 2 — приставки программного блока; 3 — секции регулируемой УК.

регулятора «Аркон». Схема позволяет осуществлять регулирование по напряжению либо по напряжению с коррекцией по току нагрузки и углу между ними. Устройство «Аркон» состоит из командного и программного блоков. При регулировании по напряжению на командный блок подаются входное напряжение U_B и напряже-

ние питания U_H . При регулировании же с коррекцией по току нагрузки, кроме того, подаются ток свободной фазы от трансформатора тока ввода — $I_{T.T1}$ (или же $I_{T.T1}$ / $I_{T.T2}$) и ток $I_{T.T3}$ от трансформатора тока УК. Командный блок 1 в соответствии с полученным входным сигналом подает программному блоку 2 команду на включение или отключение секции УК. Программный блок состоит из так называемых приставок, число которых зависит от числа секций УК.

9. УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕМ

В системах электроснабжения предприятий предусматриваются централизованное (диспетчерское) управление и контроль за работой входящих в него электроустановок с применением средств автоматики и телемеханики. В систему централизованного управления обычно включается также водо-паро-воздухо- и газо-снабжение.

На крупных предприятиях получили применение комплексные автоматизированные системы управления предприятием (АСУП), включающие оперативное управление отдельными цехами, производствами, технологическими процессами. В эту систему включается диспетчерское управление энергоснабжением. Наибольший технический и экономический эффект получается при совместном применении автоматизации и телемеханизации. Предусматривается также местное управление для осмотра, опробования и ревизии электрооборудования. В объем телемеханизации входят телеуправление (ТУ), телесигнализация (ТС) и телеизмерения (ТИ).

Телеуправление предусматривается только для тех выключателей, при помощи которых осуществляется быстрое восстановление режима или производятся частые оперативные переключения, как, например: на линиях питания и связи между подстанциями — при отсутствии АВР, на понизительных трансформаторах — при необходимости частых режимных переключений, на автоматизированных ртутно-выпрямительных агрегатах и на линиях, питающих контактные сети.

Телесигнализация обеспечивает передачу на пункт управления предупреждающих и аварийных сигналов, а в случае необходимости отображение состояния основных элементов системы электроснабжения.

Телеизмерения обеспечивают замер основных показателей работы системы электроснабжения, необходимых для правильного оперативного управления системой и для локализации и ликвидации аварий.

На промышленных предприятиях наиболее целесообразны малопроводные многоканальные телемеханические устройства. Рекомендуются бесконтактные устройства телемеханики, как более перспективные и надежные. В качестве каналов связи применяются проводные линии с использованием жил в кабельных телефонных линиях. Целесообразно предусматривать в кабелях свободные жилы для возможности расширения телемеханизируемой системы.

Диспетчерские щиты и пульты с изображением мнемонической схемы электроснабжения устанавливаются на пункте управления. Положение отдельных аппаратов на мимических щитах отображается мнемоническими символами, а на световых щитах — сигнальными лампами. Панельные диспетчерские щиты выполняются или планшетного типа, на которых схемы контролируемой системы размещаются на отдельных планшетах, или мозаичного типа, состоящие из отдельных ячеек, в которые встраиваются ключи, кнопки, лампы, а также мнемонические символы оборудования. Секционные мозаичные щиты дают легкую возможность изменения мнемонической схемы.

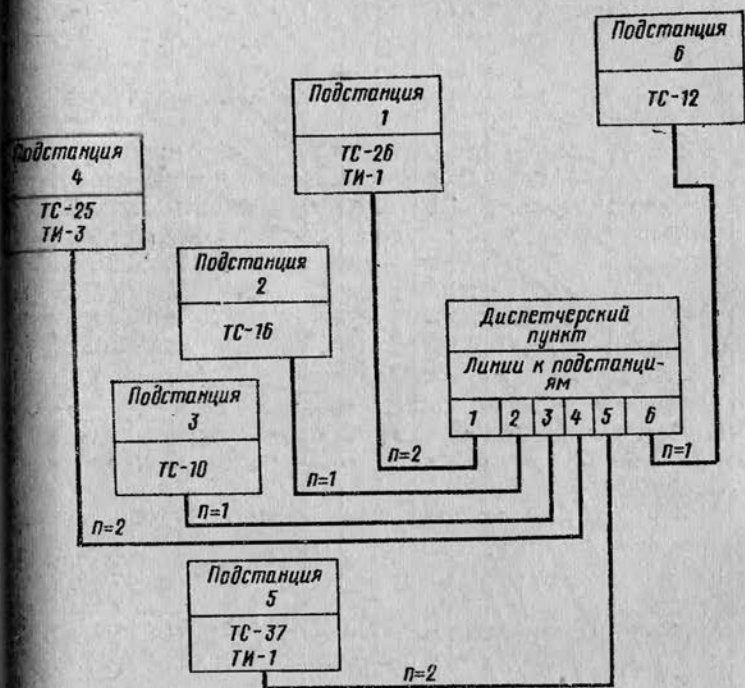
Диспетчерские пункты рекомендуется размещать на первом этаже. Они могут размещаться в общем здании с административными службами энергоснабжения.

Питание телемеханических устройств переменного тока на ДП производится от источника 380/220 В, а постоянного тока — от выпрямительных устройств (ВУ) обычно с трехфазной схемой питания. Предусматриваются два независимых источника, а при наличии в системе особых групп потребителей — третий независимый источник.

На рис. 36, а дана схема диспетчерских связей на небольшом предприятии, на котором предусмотрен ограниченный объем телемеханизации, включающий только ТС, а на некоторых подстанциях — ТИ по вызову; используются телефонные кабели. На рис. 36, б приведена схема телемеханизации крупного предприятия, охватывающая все виды телемеханизации.

В объем автоматизации входят автоматическое включение резерва (АВР), автоматическое повторное включение (АПВ), автоматическая частотная разгрузка (АЧР).

Все три вида автоматики различными способами повышают надежность электроснабжения. Автоматическое



36а. Пример схемы телемеханизации системы электроснабжения большого предприятия; ТС-25 — число сигналов; ТИ-3 — число изменений; $n=2$ — число пар жил используемого телефонного кабеля.

включение резерва включает резервный источник питания или резервный элемент электрооборудования при повреждении рабочего элемента, АПВ повторно включает отключившийся элемент, который после этого во многих случаях остается в работе вследствие самоликвидации повреждения, АЧР разгружает систему от ответственных нагрузок, чтобы сохранить питание

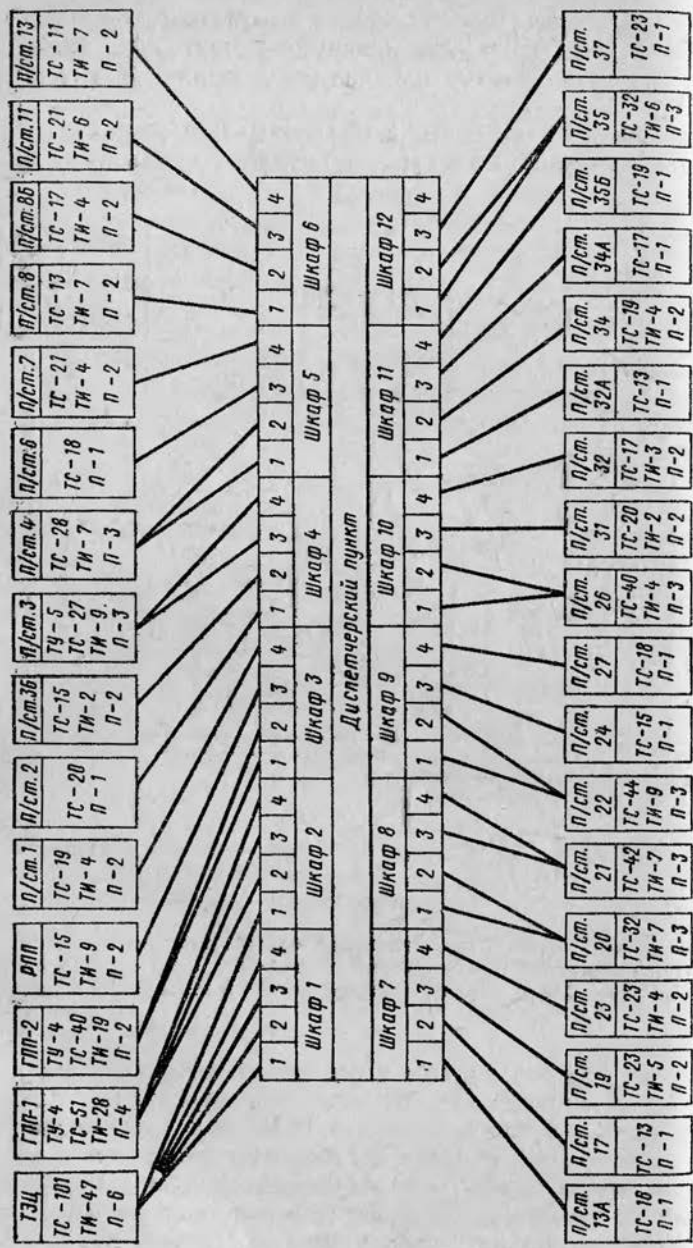


Рис. 365. Пример схемы телемеханизации системы электроснабжения крупного предприятия.

наиболее ответственных электроприемников при аварии, связанной с отключением части генерирующих источников.

Автоматическое включение резерва очень распространено на предприятиях и, как правило, предусматрива-

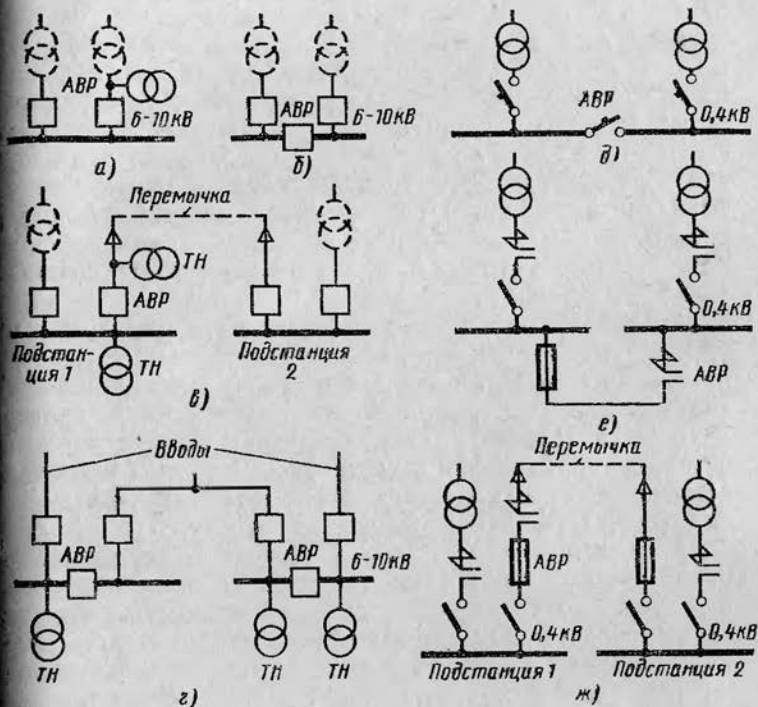


Рис. 37. Схемы АВР на напряжении 6—10 кВ и 0,4 кВ.

а — АВР ввода или трансформатора; б и в — АВР секционного выключателя; г — АВР на резервной перемычке между двумя соседними подстанциями; д — АВР секционного автомата; е — АВР секционного контактора; ж — АВР на резервной перемычке между шинами низкого напряжения двух соседних подстанций.

ется для всех ответственных потребителей. Для потребителей 1-й категории и особой группы оно обязательно. Основным является АВР секционного выключателя или автомата (рис. 37, б и г). Автоматическое включение резервного ввода, резервной связи или перемычки или же резервного трансформатора (рис. 37, а и в) применя-

ется реже, так как холодный резерв невыгоден из-за плохого использования оборудования и кабелей.

В установках до 1000 В применяется АВР секционного автомата или контакторная схема на шинах вторичного напряжения ТП (рис. 37, д, е), а также АВР отдельных ответственных потребителей на цеховых силовых пунктах по простейшим контакторным схемам.

Пуск АВР осуществляется от реле минимального напряжения или от сочетания действия реле минимального напряжения и реле понижения частоты. Второй способ имеет лучшую чувствительность и большее быстродействие (0,2—1 с). Его применение необходимо при крупных синхронных электродвигателях. Быстродействие АВР согласовывается со временем действия защит и устройства АВР на смежных ступенях. Время действия АВР должно уменьшаться в направлении от потребителей к источнику питания.

Автоматическое повторное включение основано на самоустранении причин, вызвавших отключение данного присоединения. Практика и статистика показывают, что значительная часть к. з. носит неустойчивый, кратковременный характер, так как причины их быстро самоустраняются, изоляция в месте замыкания тем или иным образом восстанавливается и отключенный участок сети может быть вновь включен в работу.

Автоматическое повторное включение применяется на воздушных линиях электропередачи, на магистральных кабельных линиях, на линиях к однострансформаторным подстанциям, не имеющим АВР со стороны низшего напряжения, на жестких и гибких токопроводах, на отходящих линиях, питающих контактную сеть электрифицированного транспорта, на линиях к ответственным электродвигателям, временно отключаемым для обеспечения самозапуска других электродвигателей, а также после действия АЧР при восстановлении частоты.

В электроснабжении промышленных предприятий обычно применяется однократное АПВ, как наиболее простое и надежное. Время действия АПВ, как и АВР, принимается минимально возможным. Это создает наиболее благоприятные условия для самозапуска электродвигателей. Ввиду более тяжелых условий работы выключателей при АПВ их отключаемые токи выбирают примерно на 20—40% меньше номинальных отключаемых токов к. з.

Автоматическое повторное включение в сетях 0,38 кВ целесообразно, так как требует сложной и дорогостоящей аппаратуры.

Автоматическая частотная разгрузка применяется при разгрузке генераторов системы при послеаварийных сжатиях, когда мощность системы уменьшается. При снижении частоты до заданной уставки АЧР действует на отключение заранее намеченной наименее ответственной нагрузки предприятия с последующим автоматическим включением ее питания при восстановлении частоты. При этом не должно прекращаться питание ответственных потребителей, в частности электроприемников особой группы. Это в ряде случаев представляет затруднения, так как ответственные электроприемники далеко не всегда сосредоточены, а распределены в разных пунктах электрической сети. Поэтому действие АЧР обычно распространяется на большое число присоединений, которые могут быть отключены (все или частично) в зависимости от характера аварии и ее развития.

Автоматика существенно помогает упрощению схем коммутации, в частности, при применении короткозамыкателей, отделителей и выключателей нагрузки, а также в схемах с токопроводами. Она позволяет простейшими средствами осуществить надежное питание отдельных ответственных электроприемников на низших ступенях электроснабжения, не прибегая к сплошному резервированию всех звеньев системы. В то же время необоснованное применение автоматики или неправильное ее исполнение может привести к аварии. Имели место серьезные аварии на предприятиях, вызванные неправильным действием АВР. Поэтому при проектировании и наладке АВР нужно производить тщательную проверку правильности ее действия, а также согласовывать с действием АПВ.

Оперативный ток. Крупные аккумуляторные батареи для питания цепей оперативного тока на промышленных предприятиях применяются сравнительно редко на мощных ГПП и УРП с тяжелыми выключателями и на больших преобразовательных подстанциях. В этом предусматривается одна аккумуляторная батарея без элементного коммутатора. Значительное применение в качестве источника постоянного тока для цепи управления и защиты находят шкафы ШУОТ-01.

В состав этих шкафов входит аккумуляторная батарея 110 В небольшой емкости (25 А·ч при одночасовом разряде) для питания цепей защиты и управления с кислотными аккумуляторами типа АВН-80 с фильтр-пробками и подзарядное выпрямительное устройство ПЗУ. При напряжении 220 В применяется модификация ШУОТ, состоящая из двух шкафов, батареи которых соединены последовательно.

При применении шкафа ШУОТ питание электромагнитов включения выключателей выполняется от выпрямительного устройства БПРУ-66 или КВУ-66 на напряжении 220 В. Выпрямительные устройства (ВУ) рассчитаны на включение электромагнитного привода с током от 55 до 300 А. При больших токах применяется параллельная работа, но не более трех агрегатов. Недостатком БПРУ и КВУ является их зависимое питание от сети переменного тока. Поэтому на подстанциях с двумя отдельно работающими секциями 6 или 10 кВ, получающими питание от двух независимых источников, устанавливается два ВУ. Благодаря этому напряжение на одной из секций шин сохраняется даже при к. з. на другой секции. Выпрямительные устройства могут быть включены на отдельную или параллельную работу. В первом случае цепи питания выключателей одной секции шин подключаются к выпрямителю, питающемуся от другой секции шин. Во втором случае оба выпрямителя работают на общие шины оперативного тока, от которых питаются все выключатели. Параллельная схема включения выпрямителей более проста и обеспечивает взаиморезервирование.

Для повышения надежности работы выпрямителей БПРУ и КВУ предложен так называемый индукционный накопитель энергии ИН-1 для применения в качестве приставки к этим выпрямителям. Индукционный накопитель подает в выпрямитель дополнительный импульс энергии как раз в тот момент, когда напряжение питающей сети резко падает при к. з. [Л. 1].

Для питания оперативных цепей управления, сигнализации, релейной защиты и автоматики при электромагнитных приводах применяются также специальные блоки питания выпрямленным током типов БПТ и БПНС, что позволяет осуществлять защиты той же сложности, как и на постоянном оперативном токе от аккумуляторных батарей, без существенных изменений схем защиты,

кроме защиты минимального напряжения электродвигателей, при которой применяется предварительно заряженное конденсаторное устройство, например типа УЗ 400 А с кремниевыми диодами Д226Б.

Блоки питания подразделяются на токовые — БПТ, напряжения — БПН, БПНС и комбинированные, вклю-

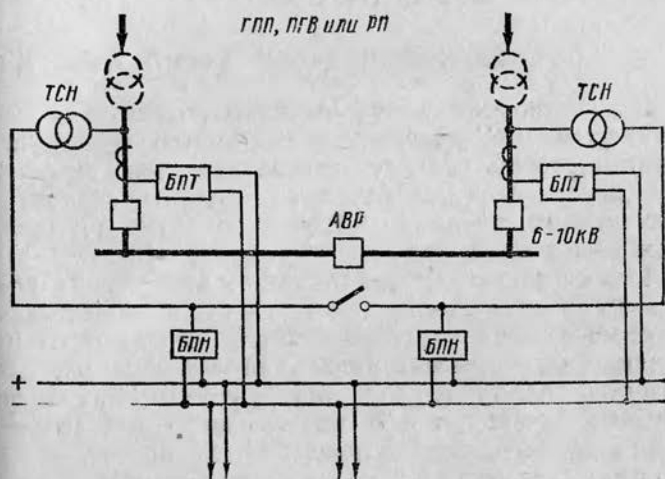


Рис. 38. Принципиальная схема питания оперативных цепей от блоков питания.

чаемые на трансформаторы тока и напряжения (или собственных нужд) таким образом, чтобы при всех видах к. з. обеспечивалось действие реле и отключающих катушек выключателей.

На рис. 38 приведена принципиальная схема питания оперативных цепей от блоков питания, применяемая на ГПП, ПГВ или на РП. Она имеет высокую надежность резервирования без применения АВР на стороне выпрямленного тока. Оперативные цепи отдельных присоединений подключаются к шинкам через предохранители или автоматы с уставкой 1,2—1,25 максимального тока присоединения. Эта схема обеспечивает надежное питание при отключении любого трансформатора ГПП или ПГВ или ввода на РП, которое может иметь место при ревизии, ремонте или аварии.

При этом блоки питания присоединенные к оставшемуся в работе трансформатору или вводу РП, должны быть рассчитаны на нагрузку оперативных цепей всех присоединений подстанции или РП. При наличии автоматической частотной разгрузки (АЧР) на выходе блоков питания предусматривается мощность, достаточная для одновременного отключения не менее двух-трех выключателей на отходящих линиях 6—10 кВ.

10. СПОСОБЫ КАНАЛИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В электрических сетях предприятий возникли новые конструктивные решения, без которых нельзя рационально решить систему электроснабжения. Для крупных внутризаводских передач электроэнергии широко применяются линии 110 кВ, жесткие и гибкие токопроводы 6—35 кВ, кабельные эстакады 6—10 кВ.

Токопроводы целесообразны при высоких удельных плотностях электрических нагрузок, большом числе часов использования максимума, концентрированном расположении крупных мощностей и при расположении нагрузок, благоприятном для осуществления магистрального питания, т. е. в тех случаях, когда число направлений основных потоков электрической энергии минимально (см. § 4).

Жесткий токопровод состоит из пакета шин, смонтированного на опорных или подвесных изоляторах. В токопроводах на большие значения переменного тока кроме омических потерь появляются значительные дополнительные потери вследствие вытеснения переменного тока к поверхности проводника (поверхностный эффект) и вследствие неравномерного распределения тока по сечению из-за влияния других близлежащих проводников (эффект близости). Для уменьшения этих потерь выбираются проводники с развитым сечением: полые квадраты, швеллеры, трубы, полутрубы и др.

Наиболее рациональной конструкцией является компактный симметричный жесткий токопровод (рис. 39), в котором потери мощности примерно в $2\frac{1}{2}$ раза меньше, чем при вертикальном расположении фаз и значительно меньше колебания напряжения. Ниже приведены основные характеристики жестких симметричных токопроводов:

Размеры пакета из двух алюминиевых швеллеров на фазу, мм	$2 \times (100 \times 45 \times 6)$	$2 \times (125 \times 55 \times 6,5)$	$2 \times (150 \times 65 \times 7)$	$2 \times (175 \times 80 \times 6)$
Сечение пакета на фазу, мм ²	2020	2740	3570	4880
Длительный предельно допустимый ток по нагреву, А	3500	4640	5650	6430
Полная пропускная способность при предельно допустимой нагрузке, МВ·А при напряжении, кВ:				
6,3	38	50	62	70
10,5	64	84	102	116

Жесткие токопроводы прокладываются в туннелях, наземных галереях, закрытых эстакадах (рис. 39, а), а также снаружи на открытых эстакадах, на специальных опорах (рис. 39, б) или же вдоль производственных зданий на кронштейнах, укрепляемых на их наружных стенах (рис. 39, 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. 39, б), если она возможна по условиям окружающей среды и молниезащиты. Она в 4—5 раз дешевле прокладки в закрытых галереях. Если же использовать наружные стены (рис. 39, в), то стоимость дополнительно снизится более чем в 2 раза. Имеется исполнение жестких симметричных токопроводов на подвесных изоляторах (рис. 40).

Комплектные симметричные токопроводы (рис. 41) изготавливаются на напряжение до 11 кВ, токи 1600 и 2500 А и на мощность к.з. 500 МВ·А. Шины размещаются в общем алюминиевом круглом кожухе (немагнитный материал). Этот токопровод применяется на коротких участках, требующих повышенной надежности, например на подводе питания от вторичной обмотки трансформатора ГПП к РУ 6—10 кВ.

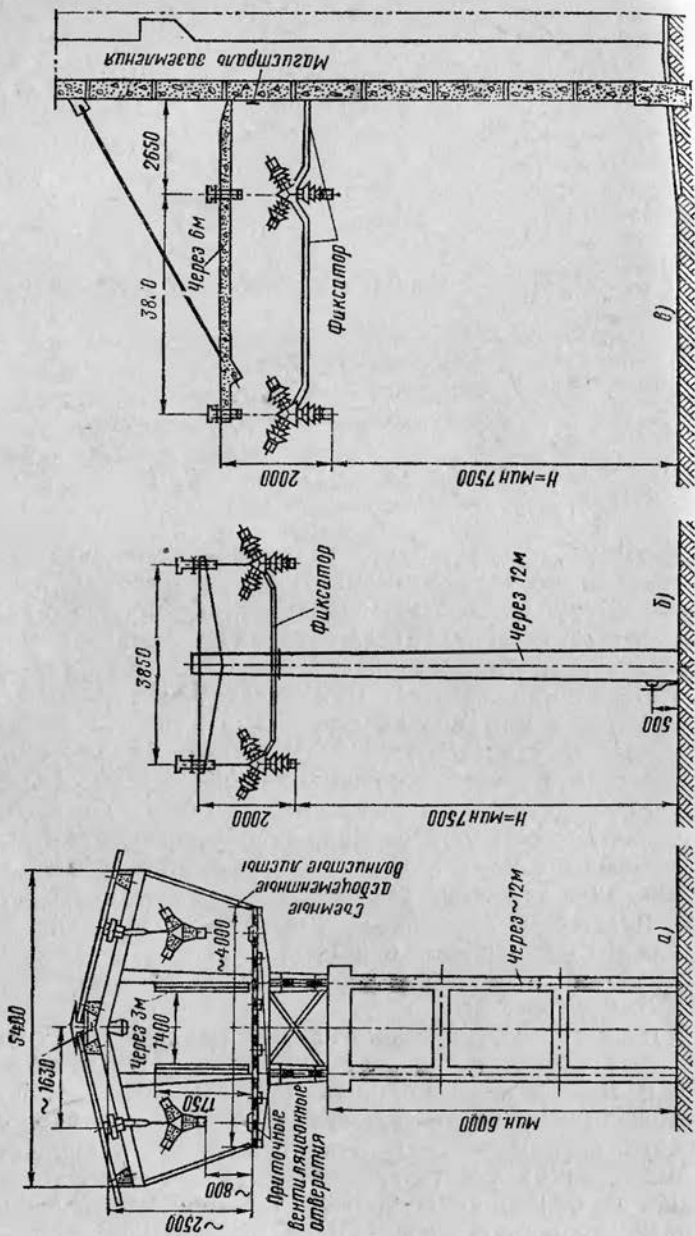


Рис. 39. Способы прокладки жестких токопроводов.

а — в открытой эстакаде; б — на железобетонной опоре; в — на железобетонных кронштейнах, прикрепленных к стене здания.

Гибкие токопроводы выполняются в виде воздушной линии, смонтированной на специальных железобетонных или металлических опорах и подвешиваемой на изоляторах. Фазы токопровода состоят из нескольких алюминиевых или медных проводов. Гибкие

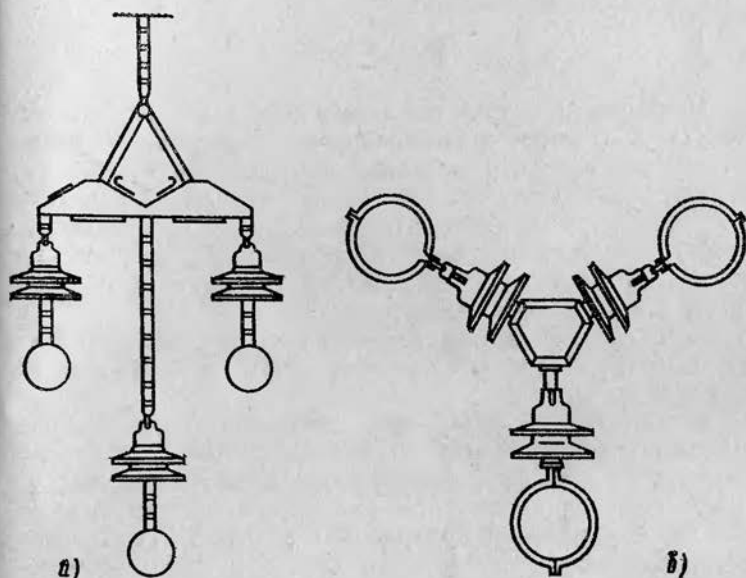


Рис. 40. Симметричные токопроводы на подвесных изоляторах.
 а — подвеска токопроводов; б — междуфазная распорка.

токопроводы монтируются на отдельных опорах, но размещаются в общем коридоре с другими заводскими коммуникациями (рис. 42). Ниже приведены основные характеристики унифицированных гибких токопроводов из алюминиевых проводов А-600:

Число проводов в фазе	4×А-600	6×А-600	8×А-600	10 ×А-600
Суммарное сечение проводов в фазе, мм ²	2416	3624	4832	6040
Длительный предельно допустимый ток по нагреву, А	4080	6120	8160	10 200

Полная пропускная способность при предельно допустимой нагрузке по нагреву, МВ·А, при напряжении, кВ:

6,3	45	67	83	111
10,5	74	112	149	186

Предельная длина токопровода зависит от его исполнения, сечения и коэффициента мощности, наличия или отсутствия регулирования напряжения. Рекомендуется рассматривать его применение при длине передачи до 2 км при напряжении 6 кВ и до 3 км при напряжении 10 кВ при наличии регулирования напряжения [Л. 1]. Предельная длина гибкого токопровода примерно на 20—25% больше жесткого.

При работе токопроводов возникает несимметрия напряжения, которая в симметричных токопроводах не выходит за пределы 2%.

В отключенной одной цепи двухцепного токопровода возникает наведенное напряжение от тока второй, работающей цепи. Это наведенное напряжение достигает наибольшего значения при к.з. в работающей цепи, и для его ограничения при работах на отключенной цепи устанавливаются закоротки в начале и конце токопровода, а при необходимости и в промежуточных его точках с таким расчетом, чтобы наведенное напряжение не превышало 250 В, требуемое по условиям безопасности.

Во избежание схлестывания при к.з. проводов различных фаз гибких токопроводов и подвесных жестких токопроводов устанавливаются междуфазные распорки. Обычно достаточно одной распорки в середине пролета, а при неблагоприятных условиях двух распорок через каждую треть пролета. На гибких токопроводах применяются кроме того внутрифазные распорки для ограничения динамических нагрузок, возникающих при взаимодействии между проводами расщепленной фазы во избежание их схлестывания, а также для фиксации проводов в фазе. По мере удаления от головного участка потребное число распорок уменьшается, и на последних пролетах они служат фактически уже только для фиксации проводов в фазе.

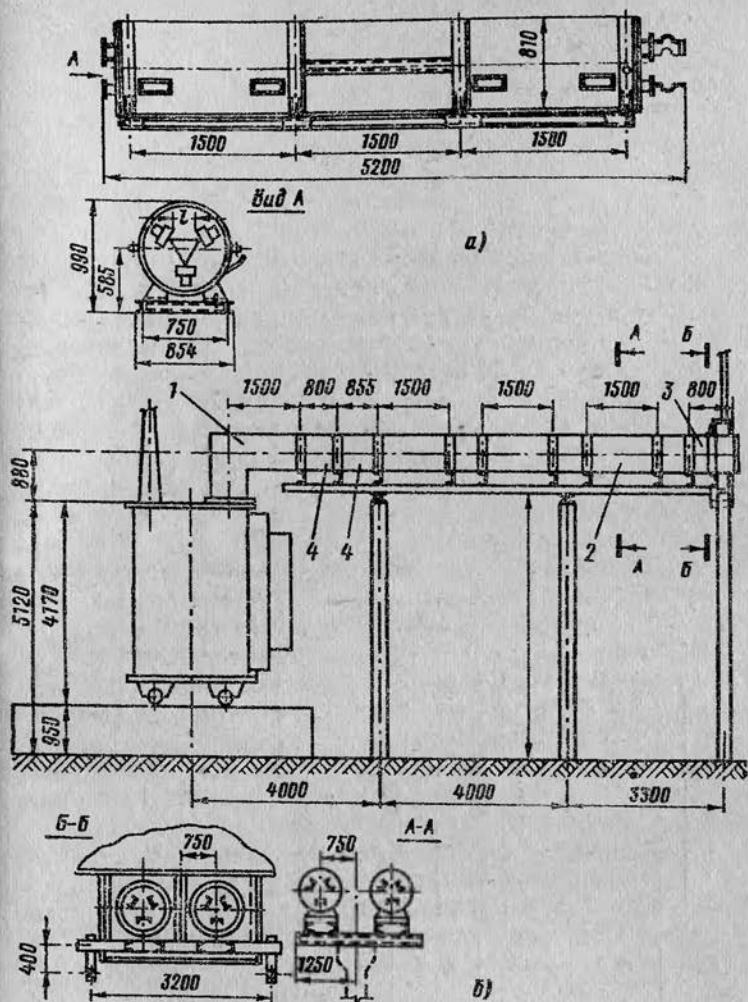


Рис. 41. Комплектные токопроводы 6—10 кВ.

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.

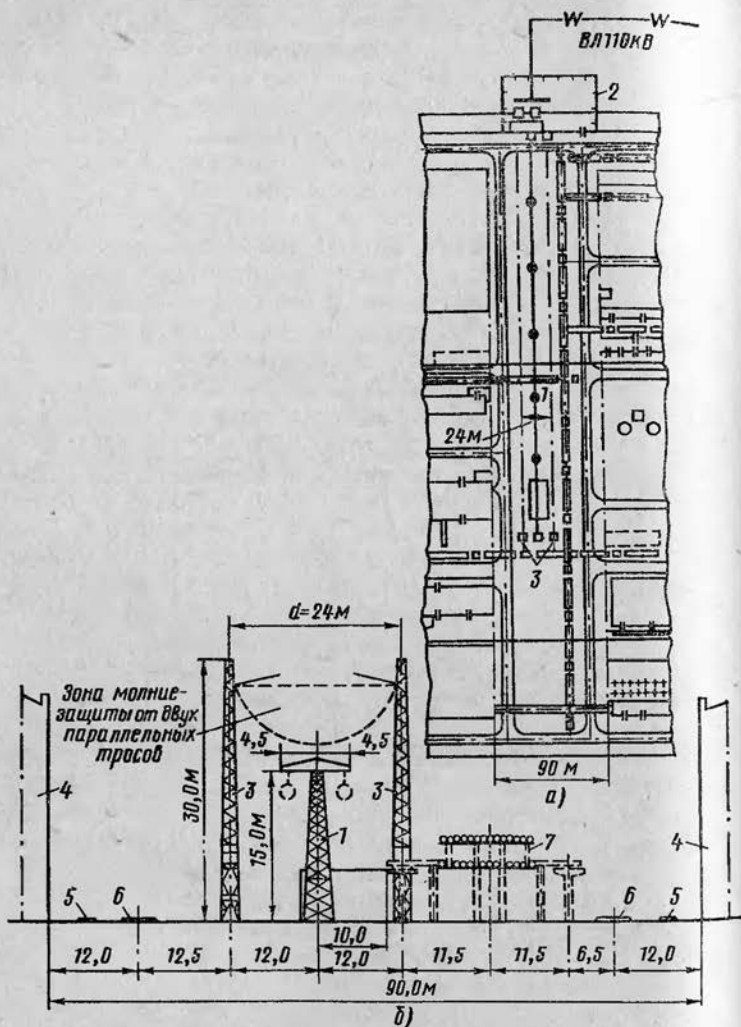


Рис. 42. Двухцепный гибкий токопровод на отдельных опорах, проходящий по общей трассе с технологическими трубопроводами.
a — план; *б* — разрез; 1 — опора токопровода; 2 — ГПП; 3 — опора молниезащиты; 4 — производственный корпус; 5 — тротуар; 6 — автодорога; 7 — эстакада технологических трубопроводов.

Защита токопроводов от прямых ударов молнии выполняется отдельностоящими молниеотводами или защитными тросами, проложенными на отдельных опорах. Тросовая молниезащита дешевле, особенно при значительной длине токопровода.

Для защиты от индуктированных перенапряжений генераторов или электродвигателей, подключенных к токопроводу, применяются вентильные разрядники и конденсаторы [см. ПУЭ, табл. IV-2-9], если емкости присоединенных к шинам кабелей недостаточны.

Комплектные шинопроводы до 1000 В применяются для цеховых сетей. Они изготавливаются из алюминиевых шин и имеют три исполнения:

магистральные типа ШМА 68-Н на номинальные токи 1600, 2500 и 4000 А (рис. 43). Динамическая устойчивость 40 кА, имеется усиленное исполнение ШМА 68-УН на ударный ток 70 кА;

распределительные типа ШРА 64 на номинальные токи 250, 400 и 600 А (рис. 44). Динамическая устойчивость 10 и 25 кА. Предусмотрено штепсельное присоединение электроприемников, для быстрого их подключения;

осветительные типа ШОС 67 на номинальный ток 25 А, термическая устойчивость (односекундная) 5,5 кА.

Шинопровод комплектуется из прямых, угловых и тройниковых (ответвительных) секций и из вводных и ответвительных коробок. Ответвительные коробки бывают с предохранителями, автоматами, выключателями.

Прямые секции шинопроводов ШМА имеют длину: 750, 1500, 3000 и 4500 мм. Шинопроводы прокладываются по фермам: непосредственно или на подвесках; по колоннам и стенам на кронштейнах; на стойках на высоте 2,2 м. Расстояние между креплениями не более 3 м. Наиболее распространены магистральные шинопроводы на ток 1600 А.

Шинопроводы изготавливаются трех- и четырехпроводные. Имеются исполнения для агрессивных сред и для тропиков. Разработаны секции со встроенными элементами транспозиции для выравнивания индуктивных сопротивлений фаз и для компенсации температурных изменений шин.

Кабельные прокладки 6—10 кВ применяются на предприятиях небольшой и средней мощности

и на сравнительно коротких участках крупных предприятий (от РП или ПГВ до цеховых подстанций). Более крупные кабельные передачи 6—10 кВ осуществляются на кабельных эстакадах и в галереях, если не представ-

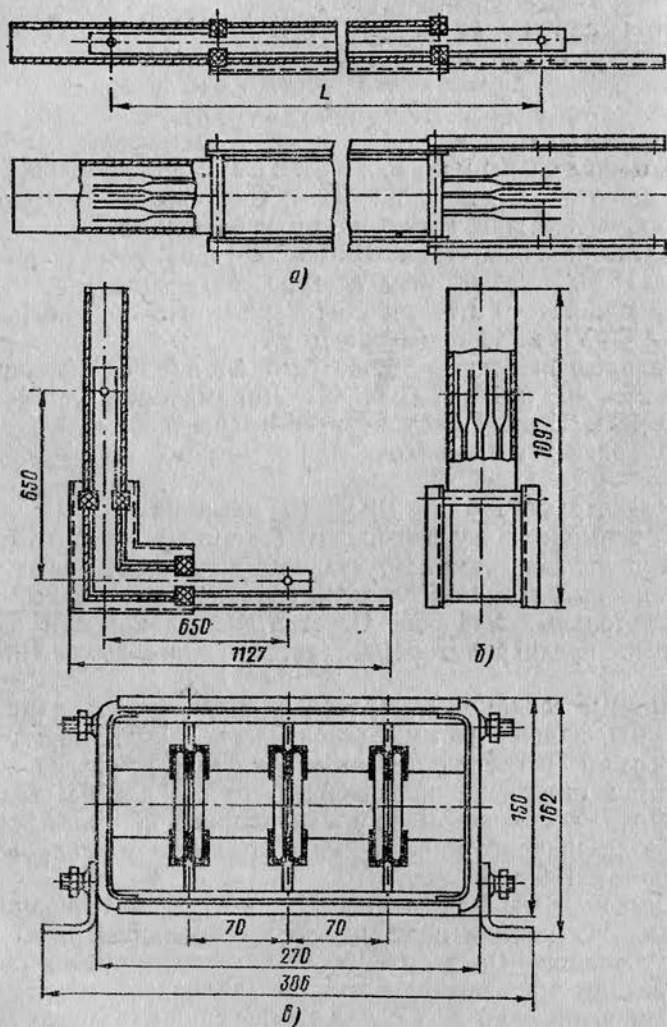


Рис. 43. Магистральный шинопровод типа ШМА 68-Н на номинальный ток 1600 А.

а — прямая секция; б — угловая секция с изгибом шин на ребро; в — поперечный разрез (ядро).

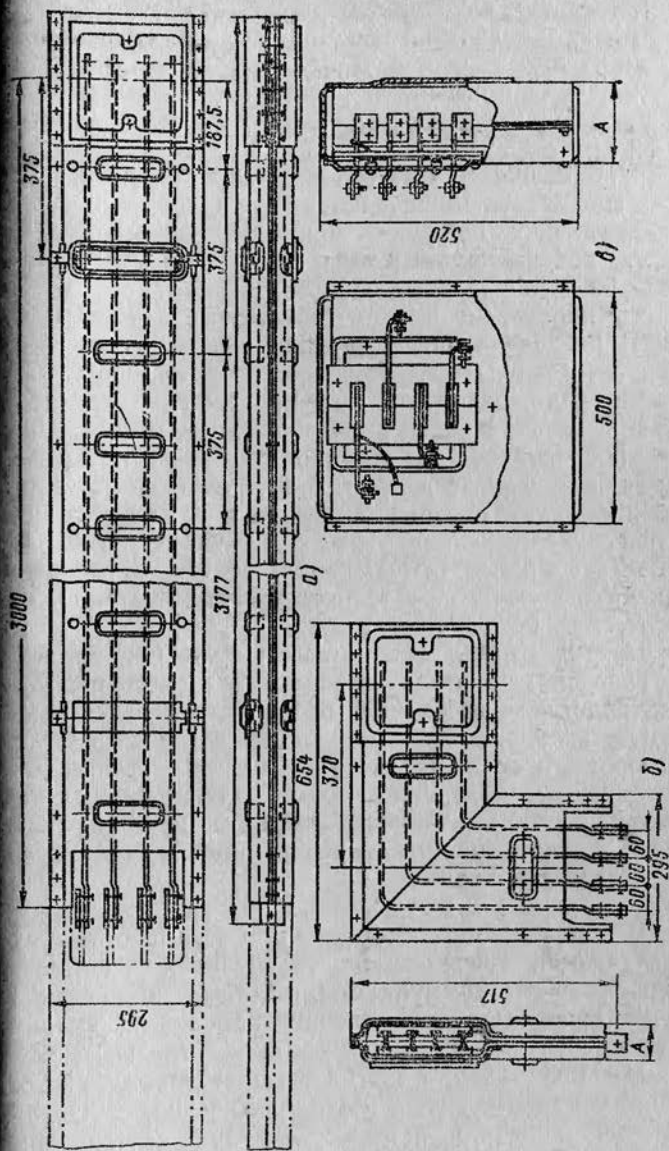


Рис. 44. Распределительный шинпровод типа ШРА 64.
 а — прямая секция; б — угловая секция с изгибом шин на плоскость; в — вводная коробка.

ляется возможным применение токопроводов. Применяются кабельные глубокие вводы 110—220 кВ, если по условиям генплана нельзя проложить воздушные линии. Туннельные и особенно блочные кабельные прокладки 6—10 кВ применяются лишь в тех случаях, когда не представляется возможным осуществить перечисленные выше способы канализации электроэнергии.

Для упрощения и удешевления кабельных канализаций и повышения их надежности при передаче в одном направлении больших мощностей рекомендуется применять кабели крупных сечений до 2000 мм² на ток до 1800—2000 А.

Трассу кабельных линий выбирают с учетом наименьшего расхода кабелей и наиболее дешевого обеспечения их защиты от механических повреждений, коррозии, вибрации, перегрева и от повреждений при возникновении электрической дуги в соседнем кабеле. При размещении кабелей по возможности избегают перекрещивания их друг с другом, с трубопроводами и др. Способ прокладки кабелей выбирают в зависимости от их количества, от условий трассы, от наличия или отсутствия газов более тяжелых, чем воздух, от степени загрязненности почвы, от требований эксплуатации, от экономических факторов и т. п.

Во всех кабельных сооружениях: туннелях, коллекторах, галереях, эстакадах, кабельных этажах и полуэтажах, подвалах, кабельных шахтах и т. п., предусматриваются необходимые противопожарные устройства, трубопроводы и средства пожаротушения и выполняется пожарная сигнализация с применением дымовых извещателей. На трассе туннелей в радиусе не более 25 м от входов и вентиляционных шахт устанавливают снаружи пожарные гидранты.

Прокладка на эстакадах, в галереях, по стенам зданий целесообразна при больших потоках кабелей (взамен туннелей) на территориях, насыщенных подземными коммуникациями, при агрессивной почве, при значительном скоплении в кабельных каналах и туннелях взрывоопасных газов более тяжелых, чем воздух. Эти прокладки, в частности, применяются на химических, нефтехимических, металлургических и других крупных предприятиях, а также в районах вечной мерзлоты, в которых имеют место вспучивание грунтов и образование морозобойных трещин.

Предусматривается, где это возможно, прокладка кабельных эстакад на общей полосе отчуждения с другими коммуникациями (водо-, газо- и теплопроводы, технологические трубопроводы). Рекомендуется использование технологических эстакад для совместной прокладки кабелей с технологическими трубопроводами,

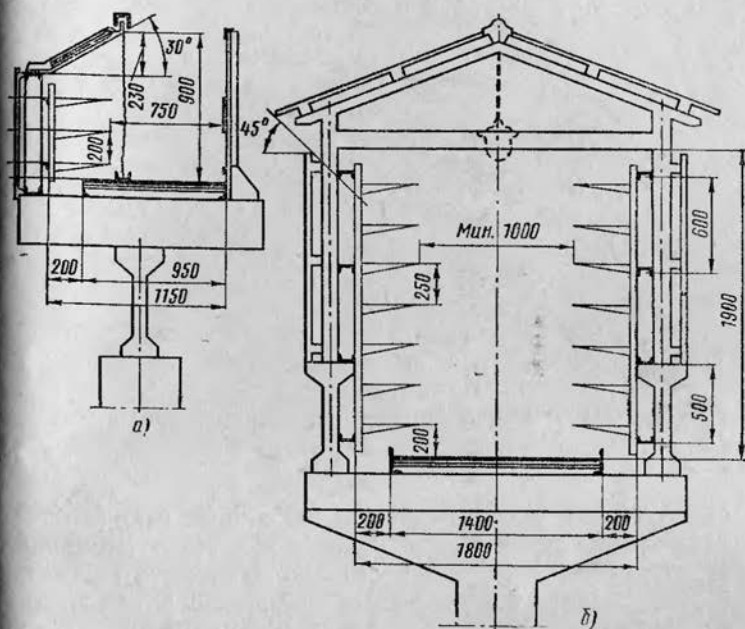


Рис. 45. Примеры выполнения кабельных эстакад и галерей.

а — односторонняя эстакада; б — двусторонняя галерея.

с размещением кабелей по возможности ниже последних. Полоса отчуждения под кабельную эстакаду или галерею принимается равной ширине сооружения плюс по 1 м в обе стороны от нее.

Для прокладки на эстакадах применяются небронированные кабели в алюминиевой оболочке.

Эстакады бывают односторонние (рис. 45, а) и двусторонние. Они устанавливаются на отдельных опорах с шагом 12 м, но могут крепиться также и на стенах производственных зданий.

Кабельные галереи имеют три исполнения: одностороннее, двустороннее (рис. 45, б) и трехстенное. Они

устанавливаются на металлических фермах (предпочтительно) и на железобетонных балках.

При числе кабелей до 15 следует преимущественно использовать технологические эстакады, если это возможно по условиям эксплуатации; при числе кабелей от 16 до 50 преимущественно применяются непроходные кабельные эстакады без боковых стен; при числе ка-

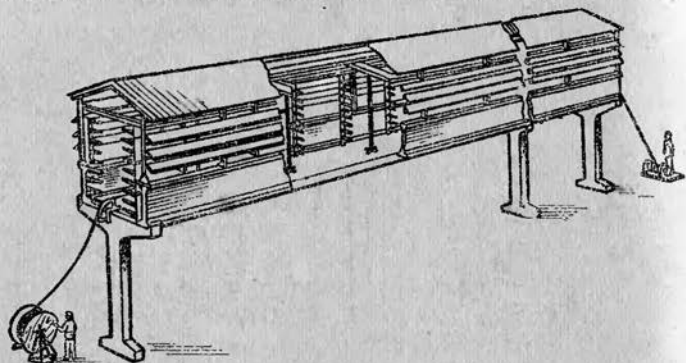


Рис. 46. Пример прокладки кабелей по эстакаде при помощи электролебедки.

белей свыше 50 применяются кабельные галереи. Прокладка кабелей по эстакадам выполняется с помощью электролебедки (рис. 46) или автомашины, в кузове которой установлены безосевые кабельные домкраты для установки и раскатки кабельных барабанов.

Кабели 110—220 кВ для осуществления глубоких вводов применяются на предприятиях с большой плотностью застройки территории, насыщенной различными коммуникациями, с загрязненной и агрессивной средой, т. е. в тех условиях, когда прохождение воздушных линий очень затрудняется и осложняется.

Кабели 110 кВ прокладываются в траншее или туннеле. При укладке в траншее кабели располагаются по треугольнику вплотную один к другому (рис. 47, а). В общей траншее располагаются две цепи, разделенные железобетонными плитами; сверху кабели также защищены плитами. Это позволяет ремонтировать одну цепь без нарушения работы другой. На рис. 47, б показана более надежная прокладка в траншее с укладкой кабелей в железобетонных лотках типа Л2 серии ИС-01-04.

Лотки устанавливаются на железобетонной подготовке и сверху перекрываются железобетонными плитами для защиты от механических повреждений.

На переходах, под проездами и различными коммуникациями кабели прокладываются в асбестоцементных

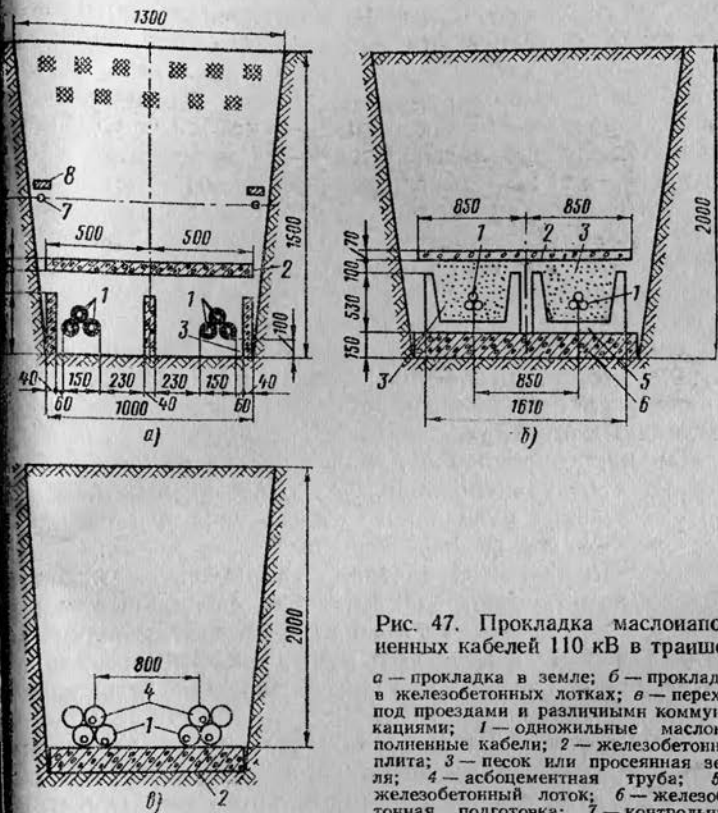


Рис. 47. Прокладка маслонаполненных кабелей 110 кВ в траншее.

а — прокладка в земле; *б* — прокладка в железобетонных лотках; *в* — переход под проездами и различными коммуникациями; 1 — одножильные маслонаполненные кабели; 2 — железобетонная плита; 3 — песок или просеянная земля; 4 — асбестоцементная труба; 5 — железобетонный лоток; 6 — железобетонная подготовка; 7 — контрольный кабель; 8 — кирпич.

трубах, располагаемых на бетонных плитах (рис. 47, в). Рекомендуется второй способ прокладки кабелей в траншеях. Прокладка в траншеях применяется при числе однофазных кабелей до шести (две цепи) при отсутствии на трассе агрессивных по отношению к алюминиевой оболочке кабеля грунтов, отсутствии опасности пром-

ва на трассе расплавленного металла и при отсутствии на трассе технологических подземных коммуникаций.

Прокладка в траншеях на промышленных предприятиях, на некоторых участках может вызвать затруднения, в частности в местах частых разрывов, возможного попадания жидкостей или расплавленного металла, в агрессивных почвах и т. п. В этих случаях применяется прокладка в туннеле, которая рекомендуется при числе кабелей более шести независимо от характера трассы. При этом взаиморезервируемые цепи кабелей располагаются в разных отсеках туннеля, а кабели собственных нужд туннеля прокладываются в одном туннеле с кабелями 110—220 кВ. Маслонаполненные кабели 110 кВ прокладывают, как правило, в отдельных кабельных сооружениях. Допускается прокладка маслонаполненных кабелей 110 кВ в общем кабельном сооружении вместе с другими кабелями. Но при этом они отделяются железобетонной перегородкой толщиной 50—60 мм с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч. По территории крупных металлургических заводов рекомендуется прокладка маслонаполненных кабелей 110 кВ, как правило, в отдельных туннелях.

При длине кабельной линии в несколько километров производится транспозиция фаз одножильных кабелей для уменьшения наведенного напряжения в параллельных линиях связи.

Предусматривается контроль за давлением масла в кабелях при помощи электрических сигнальных манометров, показывающих давление в аппаратах подпитки, присоединенных к концевым муфтам. Схема сигнализации предусматривает световой и звуковой сигналы на пульте управления.

Экономические расчеты показали, что затраты на сооружение кабельных и воздушных линий 110 кВ соизмеримы, если учесть стоимость территории (вместе с коммуникациями), занимаемой линиями, которая при воздушных линиях значительно больше, чем при кабельных. Кроме того, при кабельном варианте возможно сокращение трассы, отпадают или резко сокращаются затраты на защитные противокоррозийные мероприятия, на повышенную изоляцию и на грозозащиту.

Для условий промышленных предприятий наиболее подходят маслонаполненные кабели среднего давления в свинцовой или в алюминиевой оболочке. Для проклад-

ки в траншеях применяются кабели марок МССА или МСАВу в нормальных условиях и марок МСАВК и МССШв с упрочняющими оболочками. Для прокладки в туннелях применяются кабели марок МСС, МССШв и МСАВ. Для прокладки под водой и в болотистой местности — марки МССК.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ермилов А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий. М., «Энергия», 1976. 368 с.
2. Инструктив по проектированию электроснабжения промышленных предприятий. СН-174-75. М., Изд-во литературы по строительству, 1976. 56 с.
3. Указания по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях. М., «Энергия», 1974. 72 с.
4. Ермилов А. А. Как выполняются подстанции. М., «Энергия», 1967. 144 с.
5. Справочник по проектированию электрических систем. М., «Энергия», 1971. 248 с.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие к третьему изданию	3
1. Основные требования к системам электроснабжения	4
2. Напряжения питающих и распределительных сетей	8
3. Источники питания и пункты приема электроэнергии	11
4. Схемы электроснабжения	17
5. Электроснабжение предприятий в неблагоприятных атмосферных и климатических условиях	61
6. Требования, предъявляемые к качеству электроэнергии	67
7. Токи короткого замыкания	77
8. Компенсация реактивной мощности	83
9. Управление электроснабжением	103
10. Способы канализации электроэнергии	112
Список литературы	127

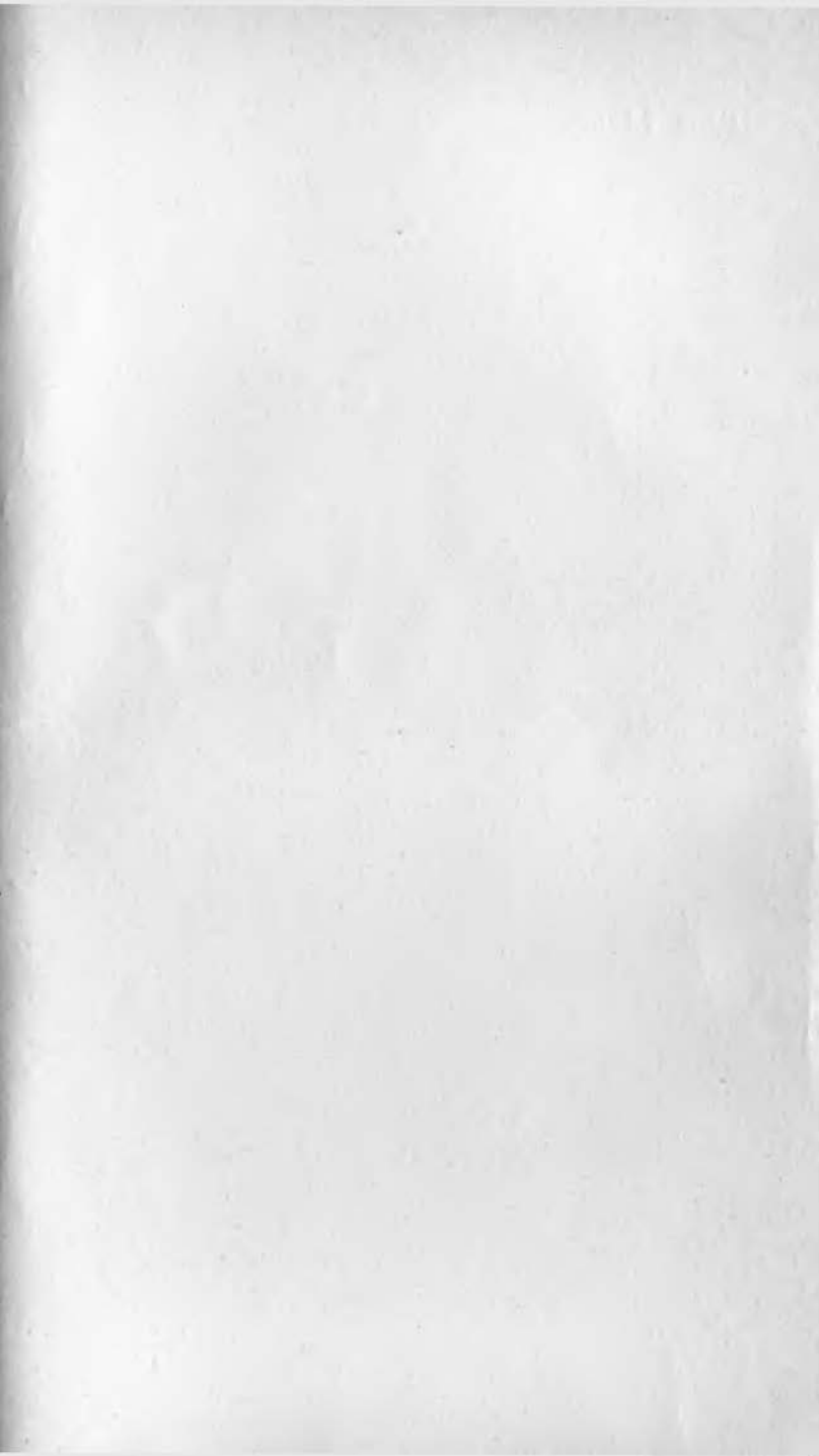
АЛЕКСЕЙ АЛЕКСЕЕВИЧ ЕРМИЛОВ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ
ПРЕДПРИЯТИЙ

Редактор *Б. А. Соколов*
Редактор издательства *И. П. Березина*
Обложка художника *В. И. Карпова*
Технический редактор *Г. С. Соловьева*
Корректор *М. Г. Гулина*
ИБ № 727

Сдано в набор 6/X 1976 г. Подписано к печати 30/III 1977 г.
Т-03495 Формат 84×108¹/₃₂ Бумага типографская № 2
Усл. печ. л. 6,72 Уч.-изд. л. 6,90 Тираж 40 000 экз.
Зак. 754 Цена 25 коп.

Издательство «Энергия», Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10

Владимирская типография Союзполиграфпрома
при Государственном комитете Совета Министров СССР
по делам издательства, полиграфии и книжной торговли
600610, гор. Владимир, ул. Победы, д. 18-б



Цена 25 коп.