

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования
«ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

М. А. Мельников

ВНУТРИЦЕХОВОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

3-е издание, переработанное и дополненное

Рекомендовано Сибирским региональным отделением учебно-методического объединения по образованию в области энергетики и электротехники для межвузовского использования в качестве учебного пособия для студентов, обучающихся по направлениям подготовки: 650900 «Электроэнергетика», специальность 100400 и 654500 «Электротехника, электромеханика и электротехнологии», специальность 180400

Издательство Томского политехнического университета
2007

УДК 621.314.075

М48

Мельников М.А.

М48 Внутрицеховое электроснабжение: учебное пособие / М.А. Мельников: – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2007. – 167 с.

В пособии изложен комплекс вопросов по проектированию и эксплуатации систем электроснабжения цеховых потребителей электроэнергии на напряжение 1 кВ, подробно рассмотрены характеристики электродвигателей, влияющие на работу комплекса: электродвигатель – электрическая сеть и освещены особенности и требования к системе электроснабжения предприятия.

Подготовлено на кафедре электроснабжения промпредприятий и соответствует программам дисциплин «Электроснабжение промпредприятий» и «Основы расчета и проектирования систем электроснабжения промпредприятий», предусмотренных учебными планами направлений: 140200 «Электроэнергетика» и 140600 «Электротехника, электромеханика и электротехнологии».

УДК 621.314.075

Рекомендовано к печати Редакционно-издательским советом
Томского политехнического университета

Рецензенты

Доктор технических наук, профессор кафедры
«Системы электроснабжения предприятий» НГТУ

В.З. Манусов

Технический директор ЗАО «Электроламповый завод» г. Томска

А.И. Прудников

© Томский политехнический университет, 2007

© Оформление. Издательство Томского политехнического университета, 2007

© Мельников М.А., 2007

ВВЕДЕНИЕ

Электроустановки, согласно правилам устройства электроустановок, разделяют по номинальному напряжению на две группы: до 1 кВ и выше 1 кВ. В условиях эксплуатации электроустановки напряжением до 1 кВ обслуживают электрики цехов промышленного предприятия, напряжением выше 1 кВ – электротехнический персонал цеха (участка) сетей и подстанций предприятия. В проектных институтах проектирование электроснабжения цеховых потребителей электроэнергии осуществляется отделом электрооборудования, а проектирование распределительных сетей 6–10, линий и подстанций, питающих предприятие, – отделом электроснабжения.

В связи с этим в настоящем пособии излагается комплекс вопросов по проектированию системы электроснабжения цеховых потребителей электроэнергии на напряжение до 1 кВ и их эксплуатации. Более подробно, в сравнении с другими электроприемниками, рассмотрены асинхронные и синхронные двигатели, в частности, те их характеристики и особенности, которые необходимы для изучения совместной работы *электродвигатель – электрическая сеть*.

Вопросы компенсации реактивной мощности рассмотрены совместно по энергосистеме и системе электроснабжения предприятия с учетом статической устойчивости напряжения в узлах нагрузки, поскольку, на наш взгляд, только такой подход к компенсации будет наиболее достоверен.

Автором пособия ставилась цель: студент должен уметь преломить теоретические знания в практическое их использование, поэтому материал излагается в таком объеме и такой последовательности, что, имея план расположения электрооборудования в цехе, зная условия среды, технологию производства и располагая значениями установленных мощностей электроприемников, можно спроектировать все элементы цеховой сети напряжением до 1 кВ, а также рассчитать количество и мощность трансформаторов цеховых подстанций с учетом использования компенсирующих устройств. При проектировании электрооборудования цеха компенсирующие устройства выбирались одновременно со всеми элементами системы электроснабжения на напряжение 1 кВ и выше, учитывая снижение токов, протекающих по сети от источника питания до электроприемников, за счет использования средств компенсации реактивной мощности.

Вместе с тем, изложение материала сопровождается определением системы электроснабжения промышленных предприятий, изложением ее особенностей и требований к ней с позиции экономичности и надеж-

ности электроснабжения, рассмотрены классификация системы электроснабжения по уровням (ступеням) и различные трактовки понятий: потребитель электроэнергии и электроприемник. В приложении к пособию приведены справочный материал и примеры расчета.

1. СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

1.1. Определения и общие положения

Системой электроснабжения называют совокупность взаимосвязанных электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электрической энергией [11]. Потребители, по ГОСТ 13109–97 (где изложены термины и определения энергетики и электрификации), предприятия, организации, территориально обособленные цеха, строительные площадки, квартиры, у которых приемники электроэнергии присоединены и используют электроэнергию. По правилам устройства электроустановок потребителем электроэнергии называется электроприемник или группа электроприемников, объединенные технологическим процессом и размещающиеся на определенной территории.

Приемником электроэнергии называют устройство (аппарат, агрегат, механизм), в котором происходит преобразование электрической энергии в другой вид энергии для ее использования. По технологическому назначению приемники электроэнергии классифицируются по виду энергии, в который данный электроприемник преобразует электроэнергию, а именно: электродвигатели приводов машин и механизмов, электротермические, электрохимические и электросиловые установки, установки электроосвещения, установки электростатического и электромагнитного поля и др.

Электроустановками называют совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования, предназначенных для производства, преобразования, передачи, накопления, распределения электроэнергии и преобразования ее в другие виды энергии. Электроустановка – комплекс взаимосвязанного оборудования и сооружений. Примеры электроустановок: электрическая подстанция, линия электропередачи, распределительная подстанция, конденсаторная батарея и др.

1.2. Особенности электроснабжения промышленных предприятий

Энергетика как жизнеобеспечивающая отрасль промышленности обладает рядом особенностей, выделяющих ее из других отраслей промышленности.

Первая особенность энергетики – производство электроэнергии, ее транспортировка, распределение и потребление осуществляются практически в один и тот же момент времени, т. е. имеется баланс:

$$P_{\Gamma} = P_{\text{потр}} + P_{\text{с.н}} + \Delta P, \quad (1.1)$$

$$Q_{\Gamma} = Q_{\text{потр}} + Q_{\text{с.н}} + \Delta Q, \quad (1.2)$$

где P_{Γ} , Q_{Γ} – произведенная источником питания (ИП) активная и реактивная мощности; $P_{\text{потр}}$, $Q_{\text{потр}}$ – потребленная активная и реактивная мощности; $P_{\text{с.н}}$, $Q_{\text{с.н}}$ – потребленная активная и реактивная мощность на собственные нужды ИП; ΔP , ΔQ – потери активной и реактивной мощности во всех звеньях энергосистемы.

Вторая особенность – это относительная быстрота протекания переходных процессов в ней. Волновые процессы совершаются в тысячные доли секунды. Это процессы, связанные с короткими замыканиями, включениями и отключениями, изменениями нагрузки, нарушениями устойчивости в системе.

Третья особенность – обеспечение электроэнергией всех отраслей народного хозяйства, отличающихся технологией производства, способами преобразования электроэнергии в другие виды энергии, многообразием электроприемников.

Особенности энергетики обуславливают особые требования к системе электроснабжения промышленных предприятий (ЭСПП).

1. Первая особенность энергетики применима на всех уровнях системы ЭСПП.

2. Быстрота протекания переходных процессов требует обязательного применения в системе ЭСПП специальных автоматических устройств, основное назначение которых – обеспечение функционирования системы ЭСПП, заключающееся в передаче электроэнергии от ИП к месту потребления в необходимом количестве и соответствующего качества.

3. Технологические особенности промышленных предприятий различных отраслей промышленности обуславливают различия в применении проектных решений по системе ЭСПП.

4. Современные промышленные предприятия, особенно машиностроительные, характеризуются динамичностью технологического процесса, связанной с непрерывным введением новых методов обработки, нового оборудования, переналадкой производства в связи с непрерывным изменением и совершенствованием выпускаемой продукции. Это предъявляет требование высокой гибкости к системе ЭСПП.

5. Особенностью системы ЭСПП является и то, что электроэнергия на предприятии рассматривается как одна из компонент производственного процесса, наряду с сырьем, материалами, трудозатратами, и входит в себестоимость выпускаемой продукции. При этом доля энергозатрат в себестоимости продукции зависит от отрасли промышленности: в машиностроении на их долю приходится 2–3 % себестоимости продукции, в энергоемких производствах (электролиз, электрометаллургия и др.) – 20–35 %. В то же время перерывы в электроснабжении могут привести к значительному ущербу и даже человеческим жертвам. Стоимость электрической части предприятия составляет до 7 % от суммы капитальных вложений в предприятие. Оптимизация затрат на электрическую часть предприятия на стадии проектирования приводит к их уменьшению на доли процентов, в абсолютном же измерении речь идет об экономии значительных средств.

1.3. Основные требования к системам электроснабжения

Рационально выполненная современная система ЭСПП должна удовлетворять техническим и экономическим требованиям, а именно:

- обеспечению безопасности работ как для электротехнического персонала, так и для неэлектротехнического;
- надежности электроснабжения;
- качеству электроэнергии, удовлетворяющему требованиям ГОСТ 13109–97;
- экономичности;
- возможности частых перестроек технологии производства и развития предприятия;
- отсутствию вредного влияния на окружающую среду.

Эти требования обеспечиваются при проектировании и эксплуатации систем ЭСПП.

Система ЭСПП – часть энергосистемы и в энергетическом плане более простая (более низкие напряжения, меньшая мощность и протяженность линий, отсутствие замкнутых контуров и др.) и более сложная в плане использования и преобразования электроэнергии в технологических целях промышленного производства. Электроприемники как электрическая часть технологических агрегатов входят неотъемлемыми элементами в систему ЭСПП и во многом определяют работу этой системы и ее параметры.

1.4. Характеристики промышленных потребителей электроэнергии

Потребителей электроэнергии систематизируют по эксплуатационно-техническим признакам: производственному назначению, производственным связям, режимам работы, мощности и напряжению, роду тока, территориальному размещению, требованиям к надежности электроснабжения, стабильности расположения электроприемников.

При проектировании ЭСПП потребителей электроэнергии в основном систематизируют по надежности электроснабжения, режимам работы, мощности, напряжению и роду тока.

Надежность, как одно из требований к системам ЭСПП, определяется числом независимых источников питания и схемой электроснабжения. По надежности электроснабжения в соответствии с требованиями ПУЭ электроприемники разделяются на три категории.

К I категории относят электроприемники (ЭП), перерыв в электроснабжении которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, предприятию, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса и др. Пример ЭП I категории: насосы водоснабжения и канализации, газоочистка, приводы вращающихся печей, газораспределительные пункты, вентиляторы промышленные, аварийное освещение и др.

Из состава I категории выделяется особая группа ЭП, бесперебойная работа которых необходима для безаварийной остановки производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего оборудования. Например, в черной металлургии – электродвигатели насосов водоохлаждения доменных печей.

Ко II категории относятся ЭП, перерывы в электроснабжении которых приведут к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта.

К III категории относят все остальные ЭП, не входящие в I и II категории. Это различные вспомогательные механизмы в основных цехах, цехах несерийного производства.

Электроприемники I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания (ИП). Перерыв в электроснабжении от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания от другого.

К числу независимых ИП относятся две секции или системы шин одной или двух электростанций и подстанций при одновременном соблюдении двух условий:

- каждая из секций или систем шин, в свою очередь, имеет питание от независимого ИП;

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

Электроприемники II категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых ИП, перерыв в электроснабжении которых допустим на время, необходимое для включения резервного питания дежурным персоналом или выездной оперативной бригадой.

Для электроприемников III категории электроснабжение может выполняться от одного ИП при условии, что перерыв электроснабжения, необходимый для ремонта или замены поврежденного элемента системы ЭСПП, не превышает одни сутки.

По режимам работы ЭП разделяют на группы по сходству режимов, т. е. по сходству графиков нагрузки.

Различают три характерные группы ЭП:

- ЭП, работающие в продолжительном или маломеняющемся режиме нагрузки, при этом температура частей машины или аппарата не превышает длительно допустимую (ПР);

- ЭП, работающие в режиме кратковременных нагрузок (КР). В этом режиме температура машины или аппарата во время работы не достигает длительно допустимого значения, а во время остановки охлаждается до температуры окружающей среды;

- ЭП, работающие в режиме повторно-кратковременной нагрузки (ПКР). В этом режиме кратковременные рабочие режимы машины или аппарата сменяются кратковременными периодами отключения. При этом нагрев не превышает длительно допустимой температуры, а охлаждение не достигает температуры окружающей среды.

Примерами работы ЭП в продолжительном режиме являются электродвигатели компрессоров, насосов, вентиляторов, механизмов непрерывного транспорта. В кратковременном режиме работает большинство электроприемников, станков металлообработки, гидравлических затворов и т. п.

В ПКР работают электродвигатели мостовых кранов, тельферов, подъемников, сварочные установки и т. д. ПКР характеризуется продолжительностью включения (ПВ) в процентах или долях единицы, равной

$$\text{ПВ} = \frac{t_{\text{В}}}{t_{\text{О}} + t_{\text{В}}} = \frac{t_{\text{В}}}{t_{\text{Ц}}},$$

где $t_{в}$, $t_{о}$ и $t_{ц}$ – соответственно, время включения, отключения, продолжительность цикла. Значение при ПКР ≤ 10 мин.

Для двигателей подъемно-транспортных машин и других механизмов, работающих в ПКР, устанавливаются стандартные значения ПВ, равные 15, 25, 40 и 60 %.

Возникает необходимость пересчета мощности механизма, работающего в ПКР, с паспортной продолжительностью ПВ на ПВ = 100 %. Это соотношение имеет вид

$$P_1 \sqrt{ПВ_1} = P_2 \sqrt{ПВ_2} = P_{\text{прод}},$$

где $P_{\text{прод}}$ – мощность, соответствующая продолжительному режиму (ПВ = 100 %).

В режимах работы необходимо учитывать также несимметричность нагрузки по фазам. Трехфазные электродвигатели и печи – симметричные нагрузки. К несимметричным нагрузкам (одно- и двухфазным) относятся электрическое освещение, однофазные и двухфазные печи, сварочные агрегаты и т. п.

По мощности и напряжению, в зависимости от суммарной установленной мощности ЭП, предприятия разделяются на три группы:

- крупные, с суммарной установленной мощностью ЭП, равной или больше 75 МВт;
- средние, с установленной мощностью 5–75 МВт;
- малые, установленная мощность которых – до 5 МВт.

Для отдельных ЭП одним из главных показателей является их номинальная мощность, у электродвигателей – их номинальная мощность, выраженная в кВт. Для электропечей, сварочных установок их номинальной (установленной) мощностью является мощность питающих трансформаторов.

Для ЭП, работающих в ПКР, за номинальную принимается мощность, приведенная к продолжительному режиму.

По роду тока все потребители электроэнергии разделяются на три группы:

- работающие от промышленной сети 50 Гц;
- работающие от сети переменного тока повышенной или пониженной частоты;
- работающие от сети постоянного тока.

Большинство ЭП промышленных предприятий работают на переменном трехфазном токе частотой 50 Гц. Установки повышенной частоты применяются для нагрева под закалку, ковку, штамповку металлов и для их плавки. В текстильной, деревообрабатывающей промышленно-

сти и других отраслях для питания высокоскоростных двигателей используются токи частотой 130–400 Гц. Для получения частот до 10 кГц применяются тиристорные преобразователи, для частот больше 10 кГц – электронные генераторы.

В транспорте (16,6 Гц), установках для перемешивания жидкого металла в печах (до 25 Гц) и индуктивных нагревательных установках применяются коллекторные электродвигатели пониженной частоты.

От сети постоянного тока, полученного преобразованием переменного 50 Гц тока, питаются двигатели постоянного тока, цехи электролиза и гальванопокрытий, агрегаты электролитического получения металлов и др.

Дополнительные требования на систему ЭСПП накладываются ЭП I категории, ЭП особой группы, ЭП с резкопеременной и ударной нагрузкой, наличие зон с агрессивной и загрязненной средой.

1.5. Приемники электроэнергии

Эффективность работы электроприемников, т. е. процесс преобразования энергии из одного вида в другой, зависит от качества электроэнергии, поступающей из сети. В свою очередь, качество электроэнергии и эффективность работы промышленных электрических сетей зависят от работы ЭП. Поэтому в курсе электроснабжения ЭП и потребители электроэнергии рассматриваются с точки зрения их совместной работы с электрической сетью. Они являются неотъемлемыми элементами этой сети. С этих позиций принимают следующую классификацию электроприемников и потребителей электроэнергии:

- асинхронные двигатели;
- синхронные двигатели;
- вентильные преобразователи энергии переменного тока в энергию постоянного тока (неуправляемые и управляемые выпрямители);
- электротехнологические установки;
- установки электрического освещения.

Рассмотрим характеристики и особенности асинхронных и синхронных двигателей с точки зрения их совместной работы с электрической сетью.

1.5.1. Асинхронные электродвигатели

На рис. 1.1 приведены механические (*а*) и рабочие (*б*) характеристики асинхронного двигателя (АД), на рис. 1.2 – его статические характеристики. Рассмотрим их подробно. Известно, что момент АД, равный

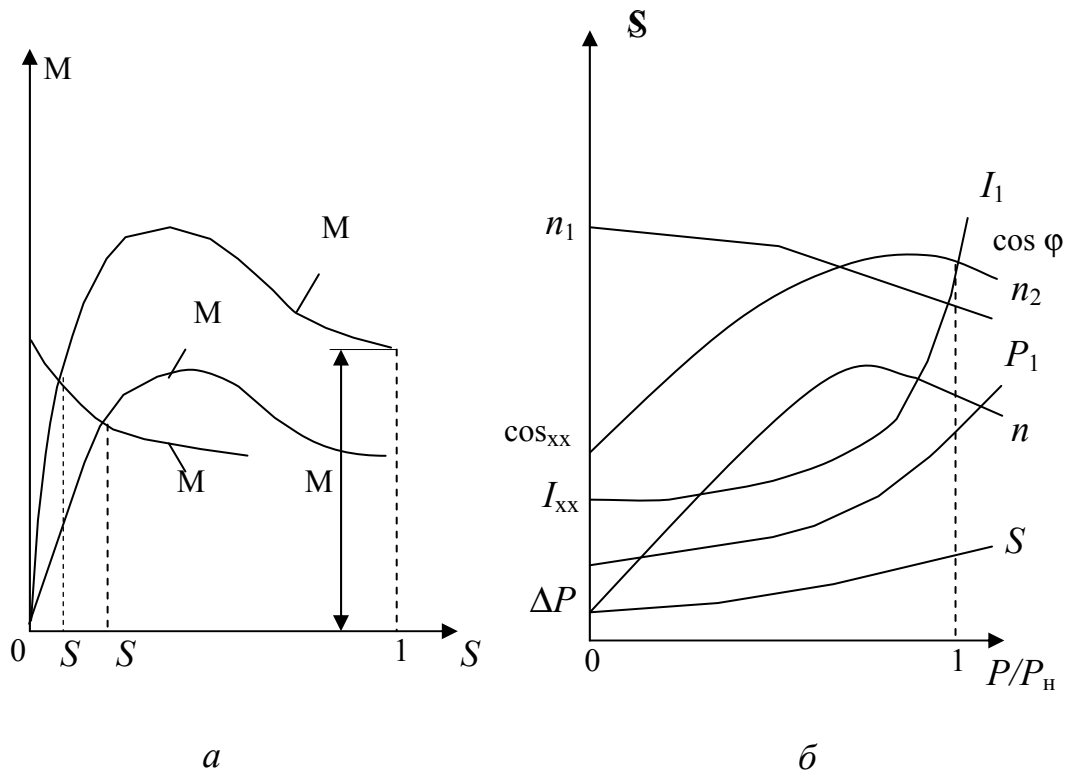


Рис. 1.1. Механические (а) и рабочие (б) характеристики асинхронного двигателя

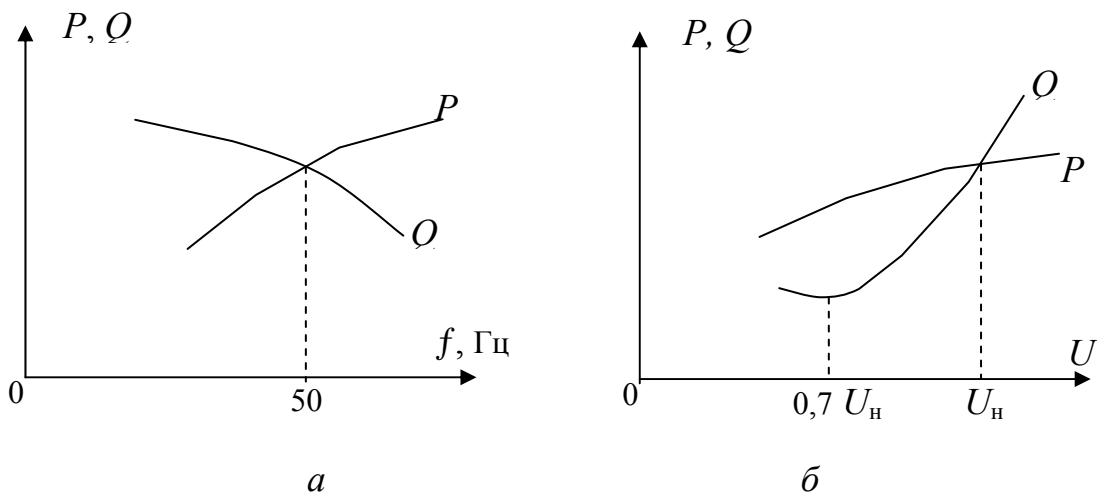


Рис. 1.2. Статистические характеристики асинхронного двигателя:

а – зависимость P и Q от частоты сети;
 б – зависимость P и Q от напряжения сети

$$M = C \cdot \Phi_M \cdot I_{2S} \cdot \cos \Psi_2, \quad (1.3)$$

где Φ_M – магнитный поток; I_{2S} – ток короткозамкнутого ротора, приведенный к обмотке статора при скольжении S ;

$\Psi_2 = \arctg(S \cdot X_2 / r_2)$, r_2 , X_2 – активное и индуктивное сопротивление обмотки заторможенного АД.

Основной поток АД Φ_M зависит от скольжения (рис. 1.1, а).

При холостом ходе $S \approx 0$, $r_\partial = 0$, $I'_{2S} = 0$, $\Psi_2 = 0$ (r_∂ – активное сопротивление, эквивалентное действию тормозного момента или мощности на валу двигателя) двигатель потребляет из сети ток

$$I_1 = I_0 = I_a - j I_\mu, \text{ причем}$$

$|I_\mu| > |I_a|$, $\cos \varphi_{xx} = 0,2 - 0,3$, $\operatorname{tg} \varphi_{xx} = 4,9 - 3,2 =$ (активная и реактивная составляющие тока холостого хода).

При возрастании нагрузки на валу увеличивается скольжение, уменьшается значение r_∂ , увеличивается ток I_{2S} и угол Ψ_2 . В соответствии с (1.3) момент двигателя на начальном участке механической характеристики возрастает почти линейно с ростом I_{2S} , так как $\cos \Psi_2$ убывает при малых Ψ_2 медленно.

При дальнейшем увеличении нагрузки $\cos \Psi_2$ в выражении (1.3) уменьшается быстрее, чем увеличивается I_{2S} , и момент начинает уменьшаться (рис. 1.1, а).

Зависимость от нагрузки на валу скольжения S , скорости вращения ротора n_2 , тока статора I_1 , активной мощности P_1 , коэффициента мощности $\cos \varphi$ и КПД η (рабочие характеристики АД) показаны на рис. 1.1, б.

Работа двигателя зависит от величины напряжения на его зажимах U_1 (рис. 1.2). При уменьшении U_1 снижается величина Φ_M и ток

I_{2S} . В соответствии с выражением (1.3), пропорционально квадрату напряжения уменьшается момент M и двигатель переходит на другую характеристику, лежащую ниже первой (рис. 1.1, а), увеличивается скольжение S , уменьшается r_∂ , увеличивается Ψ_2 и уменьшается I_μ .

При небольшом (до 20 %) снижении напряжения от номинального увеличение невелико. При этом уменьшение I_μ приводит к снижению потребления из сети реактивной мощности. При большом уменьшении напряжения снижение r_∂ и увеличение Ψ_2 вызывает большой рост потребления реактивной мощности, нежели ее уменьшение за счет I_μ , и поэтому реактивная мощность двигателя возрастает.

Активная мощность двигателя при снижении напряжения уменьшается за счет уменьшения скорости вращения ротора и снижения величины I_a (активная составляющая холостого хода), хотя потери в меди возрастают за счет увеличения тока I_μ . При увеличении напряжения (относительно номинального) пропорционально квадрату напряжения возрастает реактивная мощность двигателя. Активная мощность также возрастает за счет некоторого уменьшения скольжения и увеличения потерь в стали (рис. 1.1, б).

Значительное снижение напряжения в сети, если не осуществить автоматического отключения АД, может вызвать нарушение устойчивости нагрузки – лавину напряжения. Поэтому магнитный пускатель, защищающий двигатель от перегрузки, «отпадает» при снижении напряжения сети, превышающем 20 %.

При уменьшении частоты в сети активная мощность двигателя снижается из-за уменьшения скорости вращения ротора и потерь в стали. Реактивная мощность возрастает, так как уменьшается значение $X_0 = \omega L$ (X_0 – индуктивное сопротивление, определяемое величиной E_1 – ЭДС, индуктируемой в обмотке статора основным потоком двигателя Φ_m , ($E_1 = I_\mu \cdot X_0$, рис. 1.2).

При несинусоидальности питающего напряжения увеличиваются потери в стали двигателя, некоторые гармоники напряжения вызывают появление обратного вращающего момента, увеличивается скольжение, ток I_a и нагрев двигателя (потери в меди).

Несимметрия напряжения также вызывает дополнительный нагрев двигателя.

1.5.2. Синхронные электродвигатели

Рассмотрим зависимости рабочих характеристик СД от напряжения. В СД преобразование электроэнергии в энергию вращения вала (механическую) происходит за счет магнитных сил притяжения между разноименными полюсами вращающегося магнитного поля статора и постоянного электромагнита ротора. Зависимость мощности на валу СД

от угла δ (δ – угол между осями магнитных полей статора и ротора) для неявнополюсной машины выражается формулами:

$$P = \frac{E_1 \cdot U}{X} \sin \delta, \quad (1.4)$$

$$Q = \frac{E_1 \cdot U}{X} \cos \delta - \frac{U^2}{X},$$

где E_1 – ЭДС в обмотке статора за счет вращающегося магнитного потока ротора; U – напряжение сети; X – сопротивление реакции якоря.

Как видно, реактивная мощность СД имеет две составляющие. Если первая больше второй, СД работает в режиме перевозбуждения, если наоборот – в режиме недовозбуждения.

Изменение напряжения U влияет на работу СД (рис. 1.3). Примем неизменными мощность на валу и ток возбуждения, следовательно $P = \text{const}$ и $Q = \text{const}$. При уменьшении U СД переходит на другую, более низкую характеристику, увеличивается угол δ , растет активная составляющая тока статора, уменьшается запас по статической устойчивости двигателя ($\delta_2 > \delta_1$).

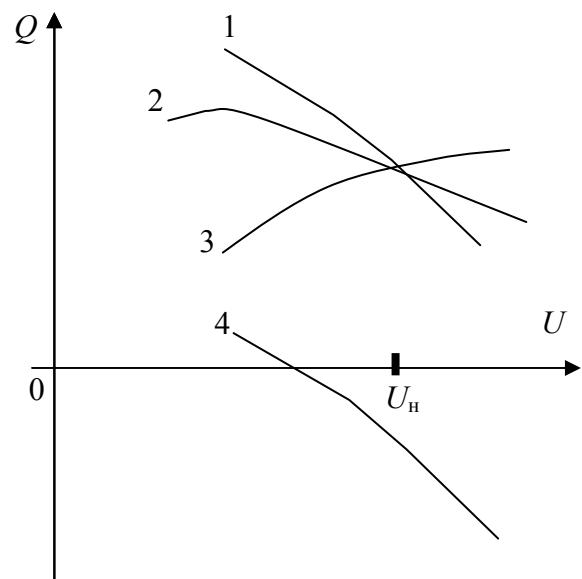
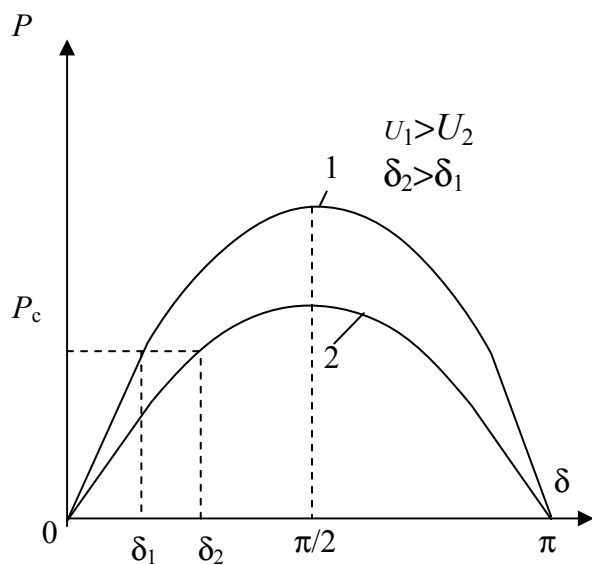


Рис. 1.3. Зависимость активной мощности неявнополюсного СД от угла δ

Рис. 1.4. Зависимость реактивной мощности СД от напряжения в сети

Конкретный вид этой зависимости обусловлен конструкцией СД, его нагрузкой и током возбуждения. На рис. 1.4 построены четыре ха-

ракетные кривые:

1 – холостой ход при перевозбуждении. При снижении U и неизменной E увеличивается вектор $\dot{I} \cdot \dot{X} (U = -E_1 + jI \cdot X)$, т. е. реактивная мощность, отдаваемая СД в сеть. При этом в выражении (1.4) $\cos \delta \approx 1$ и первая составляющая Q уменьшается медленнее второй;

2 – нагрузочный режим при перевозбуждении. При уменьшении U возрастает δ , увеличивается вектор $\dot{I} \cdot \dot{X}$. Уменьшение $\cos \delta$ приводит к тому, что первая составляющая Q в выражении (1.4) уменьшается быстрее, чем в режиме холостого хода и величина Q увеличивается медленнее, быстрее достигая своего максимума в сравнении с режимом холостого хода;

3 – нагрузочный режим, отличающийся от предыдущего большей нагрузкой СД. При уменьшении U $\cos \delta$ снижается быстрее и происходит уменьшение вырабатываемой СД реактивной мощности (область больших δ);

4 – нагрузочный режим при недо возбуждении. При уменьшении U вторая составляющая Q в (1.4) снижается быстрее первой и Q , потребляемая из сети, уменьшается. Этот режим на практике не используется из-за условий устойчивости СД. Следует отметить, что кривые на рис. 1.4 характеризуют качественно рассматриваемые явления для наиболее распространенных СД, например серии СДН и СТД. При увеличении нагрузки СД максимум кривой 2 смещается вправо, поэтому возможны случаи, когда при уменьшении U относительно U_n реактивная мощность, отдаваемая СД в сеть, неизменна или уменьшается.

Несинусоидальность и несимметрия питающего напряжения не оказывают столь существенного влияния на работу СД по сравнению с АД, хотя они и вызывают увеличение потерь электроэнергии и нагрева двигателей [7]. Вопросы, связанные с пуском СД, подробно рассматриваются в курсе «Электрические машины» и в учебниках по электрическим машинам и электроприводу.

1.5.3. Вентильные преобразовательные установки

Для преобразования трехфазного тока в постоянный или трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц в трехфазный ток пониженной, повышенной или высокой частоты на территории промышленных предприятий сооружаются преобразовательные установки.

В зависимости от типа преобразователей тока преобразователь-

ные установки делятся на следующие группы:

- 1) преобразовательные установки с ртутными выпрямителями (в основном в старых установках);
- 2) преобразовательные установки с полупроводниковыми выпрямителями;
- 3) преобразовательные установки с двигатель-генераторами;
- 4) преобразовательные установки с механическими выпрямителями.

По своему назначению преобразовательные установки служат:

- для питания электролизных ванн;
- питания внутризаводского транспорта;
- питания электрофильтров.

Преобразовательные установки для целей электролиза широко применяются в цветной металлургии для получения цветных металлов. В таких установках ток промышленной частоты напряжением $U = 6\text{--}35$ кВ при помощи, как правило, вентильных выпрямителей преобразуется в постоянный ток необходимого по технологическим условиям напряжения (до 825 В).

Перерыв в питании электролизных установок не приводит к тяжелым авариям с повреждением основного оборудования и может быть допущен на несколько минут, а в некоторых случаях и на несколько часов. Здесь перерыв в питании связан в основном с недоотпуском продукции. Однако вследствие обратной ЭДС электролизных ванн в некоторых случаях могут иметь место перемещения выделившихся металлов обратно в раствор ванн и, следовательно, дополнительные затраты электроэнергии на новое выделение этого же металла.

Электролизные установки должны снабжаться электрической энергией как приемники 1-й категории, но допускающие кратковременный перерыв в питании. Режим работы электролизных установок дает достаточно равномерный и симметричный по фазам график нагрузки. Коэффициент мощности электролизных установок равен примерно 0,85–0,9. Особенностью электролизного процесса является необходимость поддержания постоянства выпрямленного тока, и в связи с этим возникает необходимость регулирования напряжения со стороны переменного тока.

Преобразовательные установки для внутривыпускного электротранспорта (откатка, подъем, различные виды перемещения грузов и т. п.) по мощности относительно невелики. Коэффициенты мощности таких установок колеблются в пределах 0,7–0,8. Нагрузка на стороне переменного тока симметрична по величине за счет пиков тока при ра-

боте тяговых двигателей. Перерыв в питании приемников этой группы может повлечь за собой порчу продукции и, даже, оборудования (особенно на металлургических заводах). Прекращение работы транспорта вообще вызывает серьезные осложнения в работе предприятия и поэтому эта группа потребителей должна снабжаться как приемники 1-й или 2-й категорий, допускающие кратковременный перерыв в питании (до 10 минут). Питание этих установок производится переменным током промышленной частоты напряжением 0,4–35 кВ.

Преобразовательные установки для питания электрофильтров до 100–200 кВт имеют широкое применение для очистки газов. Питаются эти установки переменным током частотой 50 Гц от специальных трансформаторов, имеющих на стороне первичного напряжения 6–10 кВ, а на стороне вторичного – до 110 кВ. Нагрузка на стороне первичного напряжения симметрична и равномерна, $\cos \varphi = 0,67–0,8$. Перерывы в питании допустимы, их длительность зависит от технологического процесса. На химических заводах эти установки относятся к потребителям 1-й и 2-й категорий.

Принципы преобразования трехфазного тока в постоянный и переменный ток различных частот подробно изучаются в курсе «Силовые преобразователи в электроснабжении» и изложены в [16].

1.5.4. Электротехнологические установки

Рассмотренные вентильные преобразовательные установки в качестве источников электроэнергии используются в электротехнологических установках.

Электротехнологические процессы и установки для обеспечения этих процессов изучаются в курсе «Электротехнологические установки». С его содержанием можно ознакомиться по [4, 25].

1.5.5. Установки электрического освещения

Основы электрического освещения, светотехническая и электротехническая часть проекта по освещению цехов промышленных предприятий подробно изучаются в курсе «Электрическое освещение». Его содержание достаточно полно отражено в [5, 17].

В светотехнической части расчетного задания решаются следующие вопросы:

- выбор системы освещения;
- выбор нормируемой освещенности;
- выбор источника света;
- выбор светильников и схемы их размещения;

- расчет электрического освещения;
- оценка качества освещения.

В результате этого расчета получается значение установленной мощности на осветительных установках цеха, предприятия.

В электротехнической части задания содержится:

- выбор напряжения источника питания осветительных установок (ОУ);
- выбор схемы электроснабжения ОУ;
- выбор марки проводов и кабелей и способа их прокладки;
- расчет сечения проводов и кабелей по нагреву и проверка выбранного сечения по механической прочности, потерям напряжения;
- выбор аппаратов защиты сетей освещения и аппаратов управления освещением.

В процессе эксплуатации к ОУ предъявляются повышенные требования по качеству электроэнергии, особенно на производствах с высоким разрядом зрительных работ, например на заводах по сборке часов и др.

Электрические ОУ представляют собой однофазную нагрузку, однако благодаря незначительной мощности электроприемника (от 10 до 1500 Вт) в электрической сети при правильной группировке светильников можно достичь достаточно равномерной нагрузки по фазам (с несимметрией не более 5–10 %). Характер нагрузки равномерный, без толчков, но ее величина изменяется в зависимости от времени суток, года. Частота тока, как правило, 50 Гц, коэффициент мощности для ламп накаливания равен 1,0, для люминесцентных и других – примерно 0,6.

Задания для самопроверки

1. Дайте определения: «система электроснабжения», «потребитель электроэнергии», «приемник электроэнергии», «электроустановка».
2. Три основные особенности энергетики как жизнеобеспечивающей отрасли промышленности.
3. Основные требования к системе электроснабжения.
4. Дайте определения основных категорий электроприемников.
5. Три характерные группы электроприемников по режимам работы.
6. Основные приемники электроэнергии, их основные характеристики.

2. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ И МЕТОДЫ ИХ РАСЧЕТА

Понятие расчетная нагрузка вытекает из определения расчетного тока I_p , по которому выбираются все элементы сети и электрооборудование системы ЭСПП.

В простейшем случае, когда нагрузка постоянна во времени,

$$I = \text{const} = I_p.$$

При переменной нагрузке, когда ее график имеет случайный характер, используется выражение

$$I_{\Theta}(t) = \frac{1}{\Theta} \int_t^{t+\Theta} I(t) dt, \quad (2.1)$$

где $0 \leq t \leq T - \Theta$, Θ – длительность интервала осреднения, T – интервал реализации случайного процесса, который связан с T_0 .

Для графиков нагрузки, практически неизменных во времени, $\Theta = 3 \cdot T_0$, а во всех остальных случаях $\Theta < 3 \cdot T_0$, T_0 – постоянная времени нагрева проводника до максимально допустимой температуры.

Для распространенных сечений проводников F постоянная времени T_0 будет:

F (мм²) 70; 95; 120; 150;

T_0 (мин) 15; 18,4; 21,4; 24,2.

Условно принимают: $T_0 = 10$ мин, $\Theta = 30$ мин, независимо от сечения проводника, что приводит к понятию получасового максимума.

По выражению (2.1) вводят понятие «расчетный ток» I_p – это такой ток, который приводит к такому же максимальному нагреву проводника или вызывает тот же тепловой износ изоляции, что и исходная переменная нагрузка $I(t)$.

Значение I_p обычно определяется по $P_p = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_p \cos \varphi_p$.

В качестве расчетной нагрузки принимают среднюю нагрузку P_{Θ} по активной мощности за время Θ

$$P_{\Theta} = \frac{1}{\Theta} \int_t^{t+\Theta} P(t) dt, \quad (2.2)$$

где $0 \leq t \leq T - \Theta$.

Остальные обозначения те же, что и в выражении (2.1).

Активная расчетная нагрузка P_p аналогична понятию расчетный

максимум $P_{\max} = P_m$ или максимальная нагрузка. $I_{\max} = I_m$ – получасовой максимум тока, т. е. наибольшее значение тока из средних в 30-минутных интервалах осреднения.

Знание расчетной нагрузки P_p или расчетного максимума P_m , кроме выбора элементов схемы ЭСПП по нагреву ($I_{\text{дл}} \geq I_p$), необходимо для определения потерь активной мощности ΔP и напряжения ΔU в сетях энергосистемы и предприятия, выбора элементов сети по экономической плотности тока $j_{\text{эк}} [A/\text{мм}^2]$, плавких вставок, уставок автомата, проверки самозапуска двигателей, проверки колебания напряжения в сетях и других случаях.

Наряду с использованием понятия «получасового максимума» активной мощности, с 70-х годов начали применять понятие «заявленный максимум» 30-минутной активной мощности в договорах предприятий с энергосистемой $P_{z \max}$, а с 80-х годов понятие P_p – к лимиту электрической мощности, т. е. предельно допустимое (разрешаемое энергосистемой) значение получасовой активной мощности предприятия в часы максимальных нагрузок энергосистемы.

В общем случае расчетная (проектная) максимальная нагрузка P_p может не совпадать с заявленным максимумом $P_{z \max}$ и фактической максимальной нагрузкой за получасовой интервал $P_{z \max \phi}$, измеренной каким-либо образом.

На рис. 2.1 приведен суточный график нагрузок $P(t)$. Здесь среднесуточная нагрузка

$$P_c = \frac{\int_0^{24} P(t) dt}{24} = \frac{A}{24},$$

где A – потребленная за сутки электроэнергия при $P_{\max \phi} = P_{z \max} = P_p$,

$T_m = \frac{A}{P_{m\phi}}$ – число часов использования максимума нагрузки или продолжительность использования максимальной нагрузки в течение суток.

2.1. Уровни (ступени) системы электроснабжения

Проектирование и расчет электрических нагрузок производится по уровням системы ЭСПП, поскольку на каждом уровне может быть свой метод расчета нагрузки. Согласно (11, 12), в системе ЭСПП (рис. 2.2) различают шесть уровней: УР1 – отдельные электроприемники, агрегаты (станки) с многодвигательным приводом или другой групп

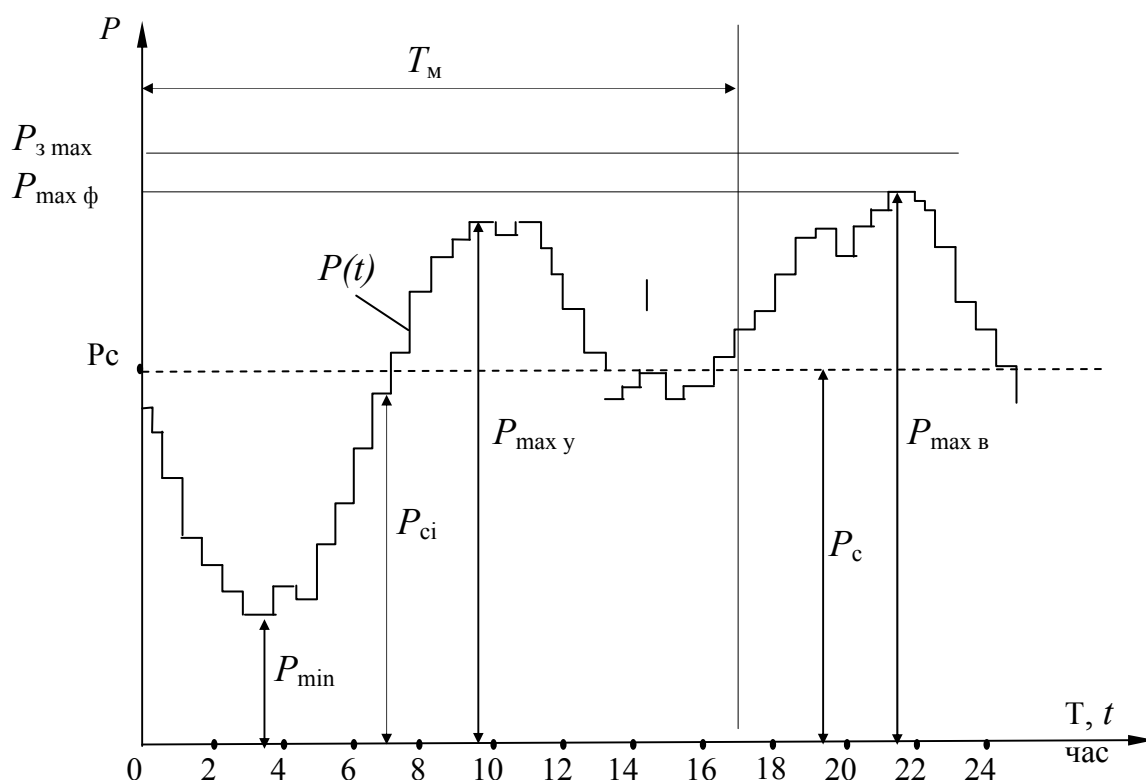


Рис. 2.1. Суточный $P(t)$ график электрических нагрузок:
 P_{ci} – одно из 48 получасовых усреднений; $P_{max\phi}$ – максимальная фактическая получасовая нагрузка за сутки, равная $P_{max\phi}$ – максимальной нагрузке в вечерние часы прохождения максимума в энергосистеме; $P_{maxу}$ – утренний максимум; P_{min} – минимальная нагрузка; P_c – среднесуточная нагрузка; $P_{3\max}$ – заявленный максимум нагрузки, равный расчетному P_p ; T_M – число часов использования максимума нагрузки

пой электроприемников, связанных технологически, характеризуемые паспортной мощностью; УР2 – распределительные шкафы, щиты управления, шинопроводы, сборки напряжением до 1 кВ переменного тока и до 1,5 кВ постоянного тока; УР3 – щит низкого напряжения трансформаторной подстанции 10 (6)/0,4 кВ; УР4 – шины 10(6) кВ трансформаторной подстанции и распределительных пунктов 10(6) кВ; УР5 – шины главной понизительной подстанции (ГПП) 10(6) кВ; УР6 – граница раздела предприятия и энергосистемы (заявляемый, контролируемый и отчетный уровни предприятия).

Такой подход применим также к системе ремонта и обслуживания электрооборудования, а также к задачам проектирования и обеспечения функционирования системы ЭСПП.

С системой внешнего электроснабжения УР6 связан линиями электропередачи, которые присоединены к источникам питания (ИП) энергосистемы. Эти ИП имеют напряжение в пределах от 6 до 750 кВ.

Расчет электрических нагрузок на разных уровнях производится общепринятыми методами, теория которых изложена в [11, 12, 18, 23] и расчет ведется, как правило, от низшего уровня (УР2) к высшему (УР4, УР5, УР6), в комплексном методе, наоборот – от верхних уровней к нижним. Подробнее об уровнях см. [11, 12].

В настоящем пособии излагается расчет электрических нагрузок комплексным методом и методом упорядоченных диаграмм.

2.2. Графики нагрузки, параметры электропотребления и расчетные коэффициенты

Электрическая нагрузка – это электрическая мощность $P(t)$ при равномерном потреблении энергии A в течение времени t $P = A/t$.

Изменение нагрузки во времени отражается графически. Различают следующие графики нагрузки:

- индивидуальные (графики электроприемников);
- групповые, слагаемые из индивидуальных графиков ЭП, связанных технологическим процессом; групповые графики необходимы для выбора электрооборудования и проводников, питающих группы ЭП (для УР2);
- потребителей электроэнергии в целом, питающихся от УР6 до УР4.

В индивидуальных графиках нагрузки в большей мере, в сравнении с другими графиками, отражается режим работы ЭП. Имеется возможность аналитического формирования групповых графиков на основе индивидуальных, однако на производстве это не практикуется. Используются, наряду с суточными графиками электрических нагрузок $P(t)$, $Q(t)$ (рис. 2.1), сменными (наиболее загруженной смены) с получасовым интервалом усреднения, годовыми текущими $P(t)$ и $Q(t)$ с часовым интервалом усреднения и годовыми графиками нагрузок по продолжительности.

Сменные графики нагрузки $P(t)$, $Q(t)$, как правило, строятся по УР2–УР4 для анализа работ цеха, участка, производства.

Суточные графики нагрузки $P(t)$ и $Q(t)$ – на УР4–УР6.

В основу расчетов предприятия с энергосистемой (договорные обязательства) закладываются данные суточных графиков нагрузки, в частности $P_{3 \max}$. Прежде это был зимний и летний суточный графики

нагрузки, в последние 3–4 года предприятие заявляет $P_{3 \max}$ на каждый квартал.

Кроме лимита по активной мощности, есть ограничения для предприятия со стороны энергосистемы и на потребление реактивной мощности в часы максимума активной мощности в системе. Подробно об этом – в разделе «Компенсация реактивной мощности».

Для действующих предприятий на высших уровнях системы ЭСПП УР6, УР5, УР4 имеется достоверный показатель – расход электроэнергии A за отчетный период: смену, сутки, месяц, квартал, год.

Используя этот показатель как

$$A = P_{\text{ср}} \cdot T, \quad (2.3)$$

где T – число часов в сутках, в году (8760 ч), при работе предприятия с нагрузкой P_m это же количество электроэнергии A было бы израсходовано за T_m , называемое числом часов использования максимума нагрузки, соответственно, в сутки, в год или продолжительность использования максимальной нагрузки так же в сутки, год. Для годового электропотребления УР6, УР5, УР4 имеем

$$A_{\text{Г}} = P_{\text{ср}} \cdot T_{\text{Г}} = P_m \cdot T_m. \quad (2.4)$$

На суточном графике нагрузки (рис. 2.1) из всех интервалов, осредненных на $\Delta t = 30$ мин, нагрузка с 21 ч до 21 ч 30 мин является максимальной $P_{\text{max в}}$. Именно эта нагрузка принимается за максимальную расчетную нагрузку P_m .

Имеется понятие «коэффициент максимума по активной мощности» как отношение максимальной нагрузки на интервале времени T к средней:

$$K_m = \frac{P_m}{P_{\text{ср}}}. \quad (2.5)$$

В расчетах за интервал времени T , как правило, принимается продолжительность смены $T_{\text{см}}$, тогда

$$K_m = \frac{P_m}{P_{\text{см}}}, \quad (2.6)$$

где $P_{\text{см}} = A_{\text{см}}/T_{\text{см}}$; $A_{\text{см}}$ – расход электроэнергии за наиболее загруженную в сутках смену.

При расчете электрических нагрузок нужно правильно пользоваться понятием «установленная мощность».

Для УР1 в качестве установленной мощности электроприемника P_y используют его номинальную мощность $P_y = P_n$. В расчетах уста-

новленным считается любой ЭП, подключенный к электрической сети.

На зажимах электродвигателя и далее – на УР2 и выше – потребляемая мощность больше паспортной с учетом КПД двигателя и потерь мощности в сети. Однако в расчетах используются паспортные данные ЭП ($P_H, I_H, \cos\varphi_H$).

Коэффициент использования по активной мощности для индивидуальных ЭП на УР1 определяется как отношение средней мощности за наиболее загруженную смену к установленной мощности:

$$k_u = \frac{P_{см}}{P_y}. \quad (2.7)$$

Групповой коэффициент использования для УР2, УР3:

$$K_u = \frac{P_{см}}{P_y}, \quad (2.8)$$

где P_y – суммарная установленная мощности ЭП уровня.

Коэффициент спроса по активной мощности для УР6–УР4 – как отношение максимальной нагрузки P_m к установленной:

$$K_c = \frac{P_m}{P_y}. \quad (2.9)$$

Степень неравномерности графика нагрузки характеризуется коэффициентом его заполнения по активной мощности

$$K_{эп} = K_H = \frac{P_{ср}}{P_m}. \quad (2.10)$$

$$\text{Используя (2.9), } K_{эп} = 1/T_m \quad (2.11)$$

$$\text{или из (2.5),(2.8) } K_c = K_m \cdot K_u. \quad (2.12)$$

2.3. Расчет электрических нагрузок комплексным методом

Комплексный метод разработан Б. И. Кудриным и подробно освещен в [11, 12]. В настоящем пособии будут изложены основные положения этого метода.

Расчеты электрических нагрузок комплексным методом произво-

дятся от верхних уровней к нижним. Специалист, зная технологию, запланированный объем производства и его номенклатуру, использует информационную базу аналогичных заводов. При этом сначала решаются вопросы электроснабжения предприятия в целом (УР6); затем комплекса цехов, отдельного производства, участка завода (УР5); цеха или части завода, питающегося от одного РП (УР4). Расчеты заканчиваются определением количества и мощности ТП на УР3.

Комплексный метод предусматривает одновременное применение нескольких способов расчета максимальной нагрузки P_m по следующим параметрам:

- электроемкости продукции \mathcal{E} на УР6 (определение понятия электроемкости см. ниже):

$$P_m = \frac{\sum \mathcal{E}_i M_i}{T_m}, \quad (2.13)$$

где M_i , \mathcal{E}_i – объем и электроемкость технологической продукции i -го вида; T_m – годовое число часов использования максимума нагрузки (принимается по основным показателям завода-аналога);

- общегодовому электропотреблению A или среднегодовой мощности на уровнях УР6, УР5, УР4:

$$P_m = \frac{K_m \cdot A}{T_r} = K_m \cdot P_{ср}, \quad (2.14)$$

где K_r – среднегодовой коэффициент максимума; $T_r = 8760$ – число часов в году;

- удельным расходам электроэнергии $A_{уд}$ на уровнях УР5, УР4 (УР3):

$$P_m = K_m \cdot \sum_{i=1}^n \frac{A_{удi} M_i}{T_i}, \quad (2.15)$$

где T_i – годовое число часов работы i -го цеха; M_i – объем его выпускаемой продукции; $A_{удi}$ – удельный расход электроэнергии на выпуск продукции этим цехом;

- среднегодовому коэффициенту спроса K_c на уровнях УР6–УР2:

$$P_m = K_c P_{уст}, \quad (2.16)$$

где $P_{уст}$ – сумма установленных мощностей;

- удельным мощностям нагрузок на уровнях УР6–УР2:

$$P_m = \gamma \cdot F, \quad (2.17)$$

где γ – удельная мощность (плотность нагрузки); F – площадь предприятия, района, цеха, отделения, участка.

Для УР1 (при числе электроприемников в группе до 3) расчет электрических нагрузок для цепей электроснабжения не производится. Выбор коммутационной аппаратуры и проводников для этого уровня осуществляется по номинальной мощности P_H отдельных электроприемников или сумме их номинальных мощностей:

$$P_m = \sum_1^3 P_H = \sum_1^3 P_{уэп}, \quad I_m = \frac{P_m}{\sqrt{3} U_H \cos \varphi_H}. \quad (2.18)$$

Значением КПД для электродвигателей и изменением коэффициента мощности при регулировании можно пренебречь.

Применительно к агрегатам с многодвигательным приводом, кроме крановых установок и агрегатов, имеющих несколько шкафов управления и вводов питания, под термином электроприемник понимают агрегат в целом, а под его номинальной мощностью – сумму номинальных мощностей всех двигателей агрегата. Для крановых установок под электроприемником понимается электропривод каждого механизма, включая приводимые двумя двигателями, мощности которых складываются.

Для одного крана расчетная нагрузка принимается равной мощности двух наиболее мощных ЭП.

При повторно-кратковременном и кратковременном режимах работы ЭП (с общей длительностью цикла до 10 мин и длительностью рабочего периода не более 4 мин) в качестве расчетного тока по нагреву следует принимать ток, приведенный к длительному режиму. Для медных проводников сечением до 6 мм² (алюминиевых – до 10 мм²) ток принимается таким, как и для установок с длительным режимом работы. Для медных проводников сечением более 6 мм² (алюминиевых – более 10 мм²) определяется выражением

$$I_m = \frac{0,875 \cdot P_H \cdot T_{пв}}{\sqrt{3} U_H \cdot \cos \varphi_H}, \quad (2.19)$$

где $T_{пв}$ – выраженная в относительных единицах длительность рабочего периода (продолжительность включения к длительности цикла $T_{пв} = (t_v/t_{ц})$). Коммутационную аппаратуру рекомендуется выбирать в этом случае по I_m .

Для кратковременного режима при $t_v = 4$ мин, а также при перерывах между включениями, недостаточных для охлаждения проводников до температуры окружающей среды, наибольшие допустимые токи

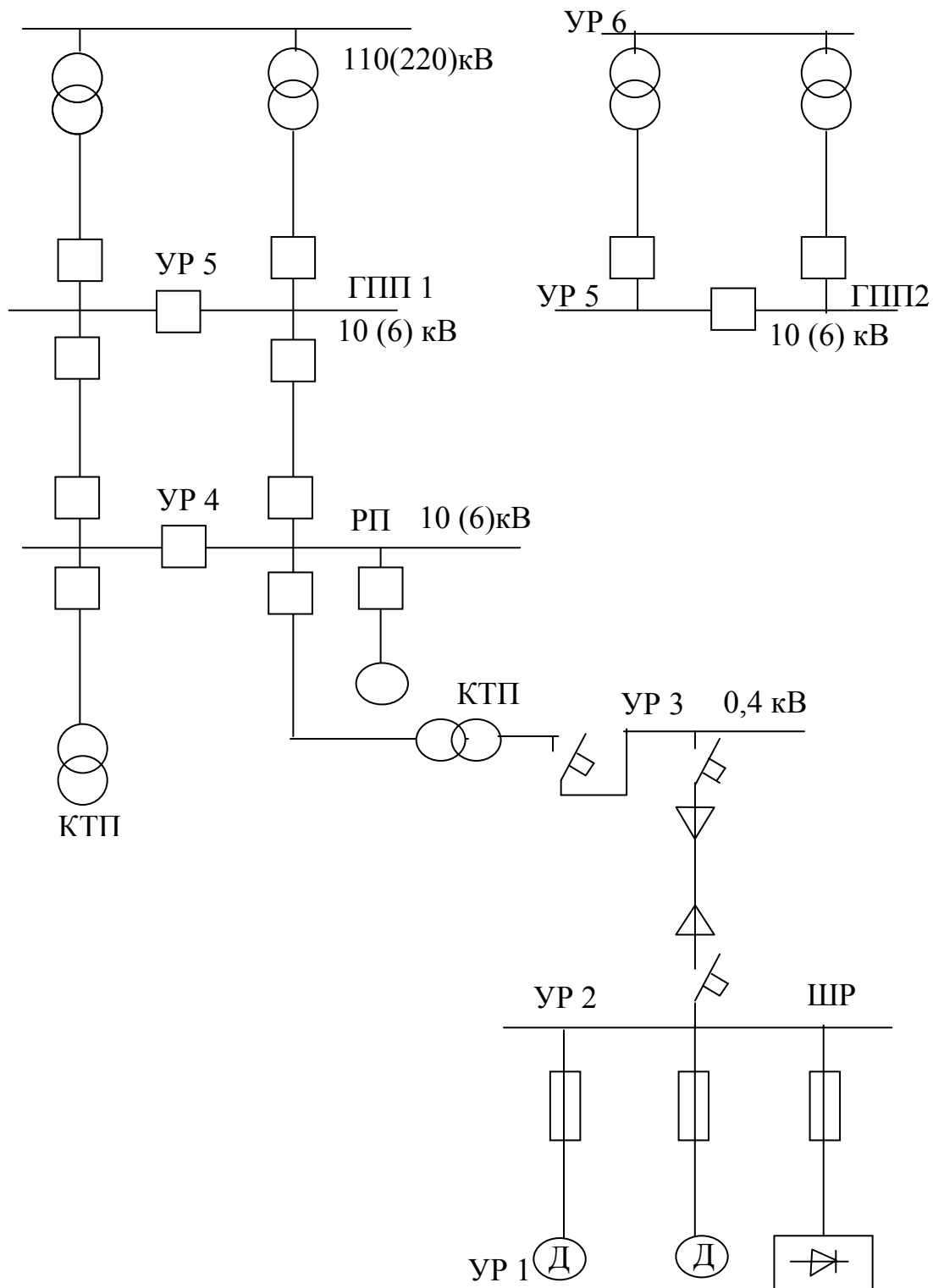


Рис. 2.2. Уровни (ступени) системы электроснабжения промышленного предприятия

следует определять как и для установок с длительным режимом работы.

Остановимся на различии понятий электроемкости в (2.13) и удельного расхода электроэнергии в (2.15).

Электроемкость продукции \mathcal{E}_i , согласно [11], есть количество электроэнергии, планируемое или расходуемое народным хозяйством (предприятием) на выпуск единицы продукции, например 1 т стали, с учетом расхода электроэнергии на добычу железной руды и нерудных материалов, на производство чугуна, получение кислорода, очистку воды и т. д.

Удельный расход электроэнергии $A_{уд i}$ – есть отношение годового электропотребления A_i цеха (производства) или агрегата к общему объему выпущенной цехом продукции M_i .

Понятие электроемкости при расчете электрических нагрузок, следовательно, следует учитывать, если данное предприятие производит какой-либо вид продукции, начиная, например, с добычи руды и кончая выпуском стали. В противном случае можно пользоваться понятием $A_{уд i}$.

Комплексный метод расчета электрических нагрузок может быть реализован, если имеется банк данных завода-аналога с близким составом и объемом производства, а также известно назначение и технология каждого цеха. Это позволит определить значения \mathcal{E}_i , $A_{уд i}$, K_m , $P_{ср}$, K_c , γ , T_m , T_i для вновь проектируемого объекта.

По окончании расчета должно быть проведено сравнение результатов, полученных разными методами, и представлено обоснование принятой нагрузки. Соотношение максимумов нагрузки по уровням должно представлять неравенство

$$\sum P_m^{(6)} < \sum P_m^{(5)} < \sum P_m^{(4)} < \sum P_m^{(3)} < \sum P_m^{(2)} < \sum P_{уст},$$

где степень указывает уровень расчета, $P_{уст}$ – сумма номинальных мощностей всех ЭП предприятия. Максимум нагрузки на вышележащей ступени равен произведению максимума нагрузки на нижележащей ступени на коэффициент одновременности максимумов нагрузки.

2.4. Расчет электрических нагрузок в сети трехфазного тока напряжением до 1 кВ методом упорядоченных диаграмм

Для определения расчетной нагрузки цеха P_m , т. е. на УР2 и УР3, применяется метод упорядоченных диаграмм или метод коэффициента максимума, по которому $P_m = K_m \cdot P_{см} = K_m \cdot K_u \cdot P_H$, здесь $P_{см}$ –

средняя нагрузка за наиболее загруженную смену на УР2). Исходными данными для расчета P_m являются: план цеха с расположением ЭП, электрическая схема цеха (производства), количество ЭП, их установленные мощности, коэффициенты мощности и использования каждого ЭП.

Все ЭП разбиваются по расчетным узлам на УР2, в каждом узле электроприемники разделяются на характерные группы с примерно одинаковыми коэффициентами использования K_u и мощности $\cos \varphi$ с выделением групп ЭП с переменным и практически постоянным графиком нагрузки. К последним могут быть отнесены, например, ЭД насосов водоснабжения, вентиляторов, нерегулируемых дымососов, печей сопротивления и др. Выявление ЭП с практически постоянным графиком нагрузки производится по данным исследований или эксплуатации. У таких ЭП $K_u \geq 0,6$ и коэффициент заполнения суточного графика (формула 2.10) за наиболее загруженную смену $K_{эп} \geq 0,9$. При отсутствии таких данных все ЭП относят к ЭП с переменным графиком нагрузки. Значения K_u и $\cos \varphi$ отдельных ЭП приведены в приложении (табл. П. 2.1) и в [2, 3, 18, 23].

Расчетная активная P_m и реактивная Q_m нагрузка групп ЭП с переменным графиком нагрузки (на всех ступенях питающих и распределительных сетей, включая трансформаторы, УР3) определяются из выражений:

$$\begin{aligned}
 P_m &= K_m P_{см} = K_m K_u P_H = K_m \sum_1^n \kappa_u P_H, \\
 Q_m &= Q_{см} = P_{см} \operatorname{tg} \varphi, \text{ при } n_{э} > 10, \\
 Q_m &= 1,1 \cdot Q_{см}, \text{ при } n_{э} \leq 10,
 \end{aligned}
 \tag{2.20}$$

где $P_{см}$ – средняя мощность работающих ЭП за наиболее загруженную смену, K_u – групповой коэффициент использования активной мощности, κ_u – коэффициент использования отдельного ЭП, K_m – коэффициент максимума активной мощности.

K_m определяется по кривым [18, 23] или по табл. 2.1 в зависимости от величины группового коэффициента использования K_u и эффективного числа ЭП $n_{э}$ для данной группы ЭП по каждому узлу (УР2).

Эффективное (приведенное) число ЭП – это такое число однородных по режиму работы ЭП одинаковой мощности, которое дает то же значение расчетного максимума P_m , что и группа ЭП, различных по

мощности и режиму работы:

$$n_{\text{э}} = \frac{\left[\sum_{1}^n P_{\text{н}} \right]^2}{\sum_{1}^n P_{\text{н}}^2}. \quad (2.21)$$

Таблица 2.1

Коэффициенты максимума K_m для различных коэффициентов использования K_u в зависимости от эффективного числа электроприемников $n_{\text{э}}$

$n_{\text{э}}$	Значения K_m при K_u								
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
4	3,43	3,11	2,64	2,14	1,87	1,65	1,46	1,29	1,14
5	3,23	2,87	2,42	2,0	1,76	1,57	1,41	1,26	1,12
6	3,04	2,64	2,24	1,88	1,66	1,51	1,37	1,23	1,10
7	2,88	2,48	2,10	1,80	1,58	1,45	1,33	1,21	1,09
8	2,72	2,31	1,99	1,72	1,52	1,40	1,30	1,20	1,08
9	2,56	2,20	1,90	1,65	1,47	1,37	1,28	1,18	1,08
10	2,42	2,10	1,84	1,60	1,43	1,34	1,26	1,16	1,07
12	2,24	1,96	1,75	1,52	1,36	1,28	1,23	1,15	1,07
14	2,10	1,85	1,67	1,45	1,32	1,25	1,20	1,13	1,07
16	1,99	1,77	1,61	1,41	1,28	1,23	1,18	1,12	1,07
18	1,91	1,70	1,55	1,37	1,26	1,21	1,16	1,11	1,06
20	1,84	1,65	1,50	1,34	1,24	1,20	1,15	1,11	1,06
25	1,71	1,55	1,40	1,28	1,21	1,17	1,14	1,10	1,06
30	1,62	1,46	1,34	1,24	1,19	1,16	1,13	1,10	1,05
35	1,56	1,41	1,30	1,21	1,17	1,15	1,12	1,09	1,05
40	1,50	1,37	1,27	1,19	1,15	1,13	1,12	1,09	1,05
45	1,45	1,33	1,25	1,17	1,14	1,12	1,11	1,08	1,04
50	1,40	1,30	1,23	1,16	1,13	1,11	1,10	1,08	1,04
60	1,32	1,25	1,19	1,14	1,12	1,11	1,09	1,07	1,03
70	1,27	1,22	1,17	1,12	1,10	1,10	1,09	1,06	1,03
80	1,25	1,20	1,15	1,11	1,10	1,10	1,08	1,06	1,03
90	1,23	1,18	1,13	1,10	1,09	1,09	1,08	1,05	1,02
100	1,21	1,17	1,12	1,10	1,08	1,08	1,07	1,05	1,02
120	1,19	1,16	1,12	1,09	1,07	1,07	1,07	1,05	1,02
140	1,17	1,15	1,11	1,08	1,06	1,06	1,06	1,05	1,02
160	1,16	1,13	1,10	1,08	1,05	1,05	1,05	1,04	1,02
180	1,16	1,12	1,10	1,08	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01
200	1,15	1,12	1,09	1,07	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01

Определение n_3 по (2.21) рекомендуется производить в ручном счете при числе ЭП в группе до десяти и всегда при расчетах на ЭВМ. В условиях массового расчета и при большом числе ЭП рекомендуется пользоваться упрощенными способами определения n_3 , допустимая погрешность которых лежит в пределах $\pm 10\%$.

Пользуются следующими упрощенными способами определения n_3 :

1. При $n_3 \geq 4$ в группе принимают $n_3 = n$, если

$$m = \frac{P_{н.маx}}{P_{н.мин}} \leq 3, \quad (2.22)$$

где $P_{н.маx}$ и $P_{н.мин}$ – номинальная мощность наибольшего и наименьшего ЭП в группе.

При определении m допускается исключать мелкие ЭП, суммарная мощность которых не превышает 5% P_n всей группы. Число этих мелких ЭП при определении n_3 также не учитывается.

2. При $m > 3$ и $K_u \geq 0,2$ (групповой)

$$n_3 = \frac{2 \sum_{n} P_n}{P_{н.маx}}. \quad (2.23)$$

Если по (2.23) $n_3 > n$, то принимают $n_3 = n$.

3. При $m > 3$ и $K_u < 0,2$ n_3 определяется по кривым [18, 23] или табл. 2.2.

Порядок определения эффективного числа электроприемников n_3 с помощью кривых или таблицы следующий: выбирается наибольший по номинальной мощности электроприемник рассматриваемой группы; выбираются наиболее крупные электроприемники, номинальная мощность которых равна или больше половины мощности наибольшего электроприемника группы. Определяются число n_1 и суммарная номинальная мощность $P_{н1}$ наибольших электроприемников группы; определяются число n и суммарная номинальная мощность P_n всех электроприемников группы; находятся значения

$$n^* = \frac{n_1}{n} \text{ и } P^* = \frac{P_{н1}}{P_n},$$

по полученным значениям n^* и P^* по кривым [18, 23] или табл. 2.2 определяется величина n_{3*} , а затем из выражения $n_{3*} = n_3 / n$ находится

$$n_3 = n_{3*} \cdot n. \quad (2.24)$$

Расчетный максимум активной мощности группы электроприемников или многодвигательного привода, у которого имеются три или менее трех ЭП, определяется как сумма их номинальных мощностей

$$P_m = \sum_1^n P_{н.и}, \quad (2.25)$$

При числе электроприемников в группе больше трех, но при эффективном их числе меньше четырех, расчетная нагрузка принимается равной сумме произведений номинальных мощностей на характерные для этих приемников коэффициенты загрузки K_3 , т. е.

$$P_m = \sum_1^n P_{н.и} K_3. \quad (2.26)$$

При отсутствии данных о K_3 и $\cos \varphi_n$ могут быть приняты их средние значения; для электроприемников с длительным режимом работы, соответственно, 0,9 и 0,8, а для электроприемников с ПКР, соответственно, 0,75 и 0,7.

4. При $n_3 > 200$ или любых значениях K_u , а также при $K_u > 0,7$ и любых значениях n_3 расчетную мощность допускается принять равной средней за наиболее загруженную смену ($K_m = 1$).

Для ЭП с практически постоянным графиком нагрузки расчетная активная нагрузка принимается равной средней мощности за наиболее загруженную смену:

$$P_m = P_{см} = K_u \cdot P_n. \quad (2.27)$$

При наличии в расчетном узле электроприемников как с переменным, так и с практически постоянным графиком расчетные нагрузки этих электроприемников определяются отдельно, а суммарная расчетная нагрузка по узлу в целом – сложением максимальной нагрузки ЭП с переменным графиком (P_{m1}) со средней нагрузкой с практически постоянным графиком P_{m2} :

$$P_m = P_{m1} + P_{m2} = K_m \cdot P_{см1} + P_{см2}. \quad (2.28)$$

В тех случаях, когда мощность ЭП с практически постоянным графиком нагрузки составляет менее 25 % суммарной мощности всех ЭП расчетного узла, общую расчетную нагрузку следует определять, как для электроприемников с переменным графиком нагрузки. Если мощность ЭП с переменным графиком нагрузки составляет менее 25 % суммарной мощности всех ЭП расчетного узла, то расчетная нагрузка определяется, как для ЭП с постоянным графиком.

При расчетах электрических нагрузок используются специальные таблицы (см. табл. П. 2.2 в приложении). Эта таблица является сводной

как при подсчете силовых нагрузок по отдельным узлам сети, так и на шинах ТП.

Порядок заполнения таблицы

1. В графу 2, в соответствии со схемой питания, записываются:
 - наименование узла, для которого производится определение электрических нагрузок (силовой шкаф, питающая линия, магистраль, цех, секция щита, трансформаторная подстанция и т. п.);
 - наименование характерных групп (с одинаковыми K_u и $\cos \varphi$), питающихся от данного узла. Запись рекомендуется производить в такой последовательности:
 - электроприемники длительного режима работы с переменным графиком работы. Каждый многодвигательный агрегат считается как один ЭП. В строке с наименованием такого агрегата необходимо записать число и мощность двигателей, входящих в состав многодвигательного агрегата;
 - ЭП повторно-кратковременного режима работы приведением их к ПВ = 100 %. Для кранов с одинаковым наименованием и одинаковым K_u суммарное количество и их мощность могут вписываться в одну строку. В строке с наименованием крана необходимо записать число и мощность электродвигателей крана и их паспортные ПВ.

Если в числе электродвигателей кранов имеются одновременно включаемые и отключаемые, то они учитываются в расчете как один электроприемник с номинальной мощностью, равной сумме номинальных мощностей одновременно включаемых и отключаемых.

Примечание

1. При наличии синхронных двигателей необходимо указывать номинальные значения $\cos \varphi$ и η .

При наличии однофазных электроприемников дается их перечень с указанием ПВ и номинального напряжения.

При наличии ЭП с практически постоянным графиком нагрузки эти электроприемники записываются под чертой прочих групп электроприемников.

2. В графе 3 в числителе записывается количество рабочих электроприемников, а в знаменателе – количество резервных.

Резервные электроприемники в расчете не учитываются. К ним относятся только явно выраженные резервные.

Взаимно резервирующие друг друга приемники, питающиеся от разных линий или секций, записываются отдельной строкой и при расчете нагрузки линии или секции учитываются наравне с рабочими.

3. В графу 4 по каждой группе записываются: при одинаковой

мощности электроприемники группы – номинальная установленная мощность одного электроприемника в киловаттах, при электроприемниках различной мощности – номинальная мощность наименьшего и через тире наибольшего по мощности электроприемника в группе.

Таблица 2.2

Относительные значения эффективного числа электроприемников

$n_{э*} = n_{э} / n$ в зависимости от $n_{л*} = n_{л} / n$ и $P_* = P_{нл} / P_n$

$n_* = \frac{n_{л*}}{n}$	P_*									
	в зависимости от n^* и K_u									
	1.0	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	0.45	0.4	0.35	0.25
0.005	0.005	0.006	0.007	0.01	0.013	0.019	0.024	0.03	0.039	0.073
0.01	0.009	0.012	0.015	0.019	0.026	0.037	0.047	0.059	0.076	0.14
0.02	0.02	0.02	0.03	0.04	0.05	0.07	0.09	0.11	0.14	0.26
0.03	0.03	0.04	0.04	0.06	0.08	0.11	0.13	0.16	0.21	0.36
0.04	0.04	0.05	0.06	0.08	0.10	0.15	0.18	0.22	0.27	0.44
0.05	0.05	0.06	0.07	0.10	0.13	0.18	0.22	0.26	0.33	0.51
0.06	0.06	0.08	0.09	0.12	0.15	0.21	0.26	0.31	0.38	0.58
0.08	0.08	0.09	0.12	0.15	0.20	0.28	0.33	0.40	0.48	0.68
0.10	0.09	0.12	0.15	0.19	0.25	0.34	0.40	0.47	0.56	0.76
0.15	0.14	0.17	0.23	0.28	0.37	0.48	0.56	0.67	0.72	0.88
0.20	0.19	0.23	0.29	0.37	0.47	0.64	0.69	0.76	0.83	0.93
0.25	0.24	0.29	0.36	0.45	0.57	0.71	0.78	0.85	0.90	0.95
0.30	0.29	0.35	0.42	0.53	0.66	0.80	0.86	0.90	0.94	-
0.35	0.33	0.41	0.50	0.62	0.74	0.86	0.91	0.94	0.95	-
0.40	0.38	0.47	0.57	0.69	0.81	0.91	0.93	0.95	-	-
0.45	0.43	0.52	0.64	0.76	0.87	0.93	0.95	-	-	-
0.50	0.48	0.58	0.70	0.82	0.91	0.95	-	-	-	-
0.55	0.52	0.63	0.75	0.87	0.94	-	-	-	-	-
0.60	0.57	0.69	0.81	0.91	0.95	-	-	-	-	-
0.65	0.62	0.74	0.86	0.94	-	-	-	-	-	-
0.70	0.66	0.80	0.90	0.95	-	-	-	-	-	-
0.75	0.71	0.85	0.93	-	-	-	-	-	-	-
0.80	0.76	0.89	0.95	-	-	-	-	-	-	-
0.85	0.80	0.93	-	-	-	-	-	-	-	-
0.90	0.85	0.95	-	-	-	-	-	-	-	-
1.0	0.95	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Примечания:

1. Для промежуточных значений P_* и n_* рекомендуется брать ближайшие меньшие значения.

2. Таблица составлена по уравнению
$$n_{э*} = \frac{0,95}{\frac{P_*^2}{n_*} + \frac{(1 - P_*)^2}{1 - n_*}}$$

Для многодвигательного привода под термином «электроприемник» следует иметь ввиду весь агрегат в целом, а под его номинальной мощностью – сумму номинальных мощностей всех двигателей агрегата.

4. В графу 5 в виде дроби записываются: в числителе – суммарная установленная мощность только рабочих электроприемников данной группы, приведенная к ПВ = 100 %, в киловаттах, а в знаменателе – суммарная мощность резервных электроприемников (резервные электроприемники в определении средних и максимальных нагрузок не учитываются).

Однофазные электроприемники, приведенные к ПВ = 100 %, учитываются как трехфазные (без нахождения наиболее загруженной фазы и без приведения их к трехфазным).

5. Графа 6 заполняется по всему расчетному узлу (по силовому шкафу, сборке, магистрали). Если m заведомо больше 3, эта величина не определяется и в графе 6 записывается « $m > 3$ ».

6. Графы 7 и 8. Значения коэффициента использования и мощности для отдельных групп электроприемников выбираются по справочным материалам (см. табл. П. 2.1). Графа 8 для синхронных двигателей не заполняется.

7. Графа 9. Средняя активная нагрузка за наиболее загруженную смену для каждой группы электроприемников определяется по формуле

$$P_{см} = K_u \text{ (графа 7)} \cdot P_n \text{ (графа 5)}, \text{ кВт.}$$

Нагрузка резервных электроприемников, ремонтных сварочных трансформаторов и других ремонтных электроприемников, пожарных насосов, а также электроприемников, работающих кратковременно (дренажные насосы, задвижки, вентили и некоторые др.), при подсчете средних и максимальных нагрузок не учитываются.

8. Графа 10. Средняя реактивная нагрузка за наиболее загруженную смену для каждой группы электроприемников определяется по формуле

$$Q_{см} = P_{см} \text{ (графа 9)} \cdot \text{tg } \varphi_n \text{ (графа 8)}, \text{ кВАр.}$$

Для синхронных двигателей реактивная нагрузка принимается равной нагрузке с номинальным значением коэффициента мощности и определяется по формуле

$$q = \frac{P_n \cdot \text{tg } \varphi_n}{\eta_n},$$

где P_n – номинальная мощность двигателя, кВт; $\text{tg } \varphi_n$ – определяется по номинальному значению $\cos \varphi_n$; η_n – номинальный КПД двигателя.

В таблице эта мощность проставляется со знаком минус.

Реактивная нагрузка от статических конденсаторов принимается равной номинальной с пересчетом ее на номинальное напряжение сети и проставляется в таблице также со знаком минус.

Реактивные нагрузки с опережающим током $Q_{ск}$ и отстающим током $Q_{см}$ записываются в итоговой строке отдельно.

9. Для заполнения граф 7 и 8 по узлу в целом необходимо предварительно подвести итоги по графам 5, 9 и 10. По полученным итогам определяются:

- средневзвешенное значение коэффициента использования по расчетному узлу (графа 7)

$$K_u = \frac{\sum P_{см}}{\sum P_H} = \frac{\text{графа 9}}{\text{графа 5}},$$

- средневзвешенное значение $\text{tg } \varphi_c$ (графа 8)

$$\text{tg } \varphi_c = \frac{\sum Q_{см}}{\sum P_{см}} = \frac{\text{графа 10}}{\text{графа 9}}.$$

По полученной величине $\text{tg } \varphi_c$ находится $\cos \varphi_c$. Найденные значения K_u и $\cos \varphi_c$ вносятся в итоговую строку узла, соответственно, в графы 7 и 8.

10. Графа 11:

- при $m \leq 3$ (графа 6) эффективное число электроприемников $n_э$ принимается равным их фактическому числу n , $n_э = n$;
- при $m > 3$ эффективное число электроприемников $n_э$ определяется по формуле (2.23). Если найденное по этой формуле $n_э$ оказывается больше, чем фактическое число ЭП, следует принимать $n_э = n$;
- при числе отдельных электроприемников в группе больше трех, но при $n_э < 4$ расчетная нагрузка принимается

$$P_m = \sum_1^n P_H \cdot K_э,$$

где $K_э$ – средний коэффициент загрузки для электроприемников длительного режима, равный 0,9, и для электроприемников повторно-кратковременного режима – 0,75.

В этом случае коэффициент мощности для определения расчетного тока следует принимать равным номинальному. При отсутствии данных о величине номинального коэффициента мощности он может быть принят для электроприемников длительного режима 0,8 и ПКР – 0,7.

11. Графа 12. Коэффициент максимума K_m определяется по табл. 2.1 или кривой [18, 23] в функции эффективного числа электроприемников n_3 (графа 11) и средневзвешенного K_u (графа 7).

12. Графа 13. Максимальная активная нагрузка от силовых электроприемников узла

$$P_m = K_m \text{ (графа 12)} \cdot P_{см} \text{ (графа 9)}, \text{ кВт.}$$

13. Графа 14. Максимальная реактивная нагрузка от силовых электроприемников принимается равной:

- при $n_3 \leq 10$ $Q_m = 1,1 \cdot Q$ см;
- при $n_3 > 10$ $Q_m = Q$ см.

Максимальная реактивная нагрузка $Q_{ск}$, отдаваемая в сеть синхронными двигателями, принимается равной номинальной (графа 10) и записывается в таблице со знаком минус. Максимальная реактивная нагрузка от статических конденсаторов принимается равной номинальной.

14. Для электроприемников с практически постоянным графиком нагрузки K_m принимается равным единице и максимальная электрическая нагрузка – равной средней за наиболее загруженную смену:

$$P_m = K_m \cdot K_u \cdot P_H = K_u \cdot P_H, \\ Q_m = Q_{см}.$$

15. Суммарные максимальные нагрузки, активные и реактивные по расчетному узлу в целом для электроприемников с переменным графиком и электроприемников с практически постоянным графиком нагрузки, определяются сложением нагрузок этих групп электроприемников по формуле (2.28). В тех случаях, когда мощность электроприемников с практически постоянным графиком составляет менее 25 % суммарной мощности всех электроприемников расчетного узла, допускается общую максимальную нагрузку определять по формуле

$$P_m = K_m \cdot P_{см}, Q_m = Q_{см}.$$

16. Графа 15. Максимальная полная нагрузка от силовых электроприемников определяется по формуле

$$S_m = \sqrt{P_m^2 + Q_m^2}.$$

17. Графа 16. Эта графа предназначена для записи расчетных токов (максимальных и пусковых). Пиковые токи определяются по формуле (2.32).

18. Для определения общих нагрузок по трансформатору или подстанции в целом к силовым нагрузкам необходимо добавить осветительную нагрузку. Расчетная максимальная нагрузка от электрического освещения принимается равной средней за наиболее загруженную смену

$$P_{m0} = P_{см0} = K_c \cdot P_{н0},$$

где K_c – коэффициент спроса, принимаемый по [3, 15]. Для производственных зданий $K_c = 0,95$; $P_{н0}$ – номинальная мощность осветительной нагрузки.

2.5. Определение расчетных электрических нагрузок от однофазных электроприемников

Электрические нагрузки ЭП однофазного тока должны быть распределены равномерно по фазам.

Однофазные ЭП, включенные на фазные и линейные напряжения и распределенные по фазам с неравномерностью (не выше 15 % по отношению к общей мощности трехфазных и однофазных электроприемников в группе), учитываются как трехфазные электроприемники той же суммарной мощности. Если неравномерность превышает 15 %, условная трехфазная номинальная мощность принимается равной утроенной величине нагрузки наиболее загруженной фазы.

При числе однофазных ЭП до трех с достаточной для практических целей точностью условная трехфазная номинальная мощность $P_{ну}$ определяется следующими способами:

- при включении ЭП на фазное напряжение по формуле

$$P_{ну} = 3 P_{нмф} \quad \text{или} \quad P_{ну} = 3 \cdot S_{пасп} \cdot \sqrt{ПВ} \cdot \cos \varphi_{пасп} = 3 P_{нмф},$$

где $P_{ну}$ – условная трехфазная номинальная мощность, кВт; $P_{нмф}$ – номинальная мощность максимально нагруженной фазы, кВт; $S_{пасп}$ – паспортная мощность, кВА; $ПВ$ – относительная продолжительность включения в долях единицы;

- при включении однофазных электроприемников на линейное напряжение условная трехфазная номинальная мощность $P_{ну}$ при количестве электроприемников от одного до трех, включенных по возможности равномерно в разные плечи трехфазной системы, определяется по формулам:

- при одном электроприемнике –

$$P_{ну} = \sqrt{3} \cdot P_n,$$

- при двух и трех электроприемниках –

$$P_{ну} = 3 P_{нмф},$$

где $P_{нмф}$ – номинальная мощность электроприемников наиболее загруженной фазы, кВт.

При числе однофазных ЭП более трех и одинаковых значениях

K_u и $\cos \varphi$, включенных на фазное и линейное напряжение, максимальная расчетная нагрузка определяется по формуле

$$P_m = 3 \cdot K_u \cdot K_m \cdot P_{\text{нмф}}, \quad (2.29)$$

где $P_{\text{нмф}}$ – номинальная мощность наиболее загруженной фазы, кВт.

Величина $n_{\text{э}}$ при определении K_m для однофазных ЭП определяется по формуле

$$n_{\text{э}} = \frac{2 \cdot \sum_1^n P_{\text{н0}}}{3 P_{\text{н0 max}}}, \quad (2.30)$$

где $\sum_1^n P_{\text{н0}}$ – сумма номинальных мощностей однофазных ЭП данного расчетного узла, кВт; $P_{\text{н0 max}}$ – номинальная мощность наибольшего ЭП однофазного тока, кВт.

Если число однофазных электроприемников с различными K_u и $\cos \varphi$ более трех и при включении их на фазные и линейные напряжения они распределяются по фазам по возможности равномерно, то определяются средние нагрузки за наиболее загруженную смену по каждой фазе.

Общая средняя нагрузка отдельных фаз определяется суммированием средних однофазных нагрузок данной фазы (фаза–нуль) и однофазных нагрузок, включенных на линейное напряжение с соответствующим приведением последних к нагрузкам одной фазы и фазному напряжению с использованием табл. 2.3. Например, для фазы a будем иметь

$$\begin{aligned} P_{\text{см}(a)} &= K_u \cdot P_{av} \cdot \rho_{(av)a} + K_u \cdot P_{ca} \cdot \rho_{(ca)a} + K'_u \cdot P_{a0}, \\ Q_{\text{см}(a)} &= K_u \cdot P_{av} \cdot q_{(av)a} + K_u \cdot P_{ca} \cdot q_{(ca)a} + K'_u \cdot Q_{a0}, \end{aligned} \quad (2.31)$$

где P_{av} , P_{ac} – нагрузки, присоединенные на линейное напряжение соответственно между фазами av и ac ; P_{a0} , Q_{a0} – нагрузки, присоединенные на напряжение фазы a (между фазным и нулевым проводами); $\rho_{(av)a}$, $\rho_{(ca)a}$, $q_{(av)a}$, $q_{(ca)a}$ – коэффициенты приведения нагрузок, включенных на линейное напряжение и к фазе a (см. табл. 2.3); K_u , K'_u – коэффициенты использования по активной мощности однофазных приемников различного режима работы.

Аналогично определяются средние однофазные нагрузки для фазы *в* и *с*, находится наиболее загруженная фаза по активной мощности, например фаза *с*, а затем эквивалентная трехфазная нагрузка сети от однофазных электроприемников:

$$P_{см} = 3 \cdot P_{см(c)} \text{ и } Q_{см} = 3 \cdot Q_{см(c)}.$$

Средневзвешенное значение K_u определяется для этой же наиболее загруженной фазы как

$$K_u = P_{см(c)} / \left[\frac{P_{ac} + P_{bc}}{2} + P_{c0} \right],$$

а эффективное число электроприемников определяется по (2.30).

Таблица 2.3

Коэффициенты приведения однофазной нагрузки, включенной на линейное напряжение, к нагрузке, отнесенной к одной фазе трехфазного тока и фазному напряжению

Коэффициенты приведения	Коэффициенты мощности нагрузки							
	0,4	0,5	0,6	0,65	0,7	0,8	0,9	1,0
$P(av)a, P(bc)b, P(ac)a$	1,17	1,0	0,89	0,84	0,8	0,72	0,64	0,5
$P(av)b, P(bc)c, P(ac)a$	-0,17	0	0,11	0,16	0,2	0,28	0,36	0,5
$q(av)a, q(bc)b, q(ac)a$	0,86	0,58	0,38	0,3	0,22	0,09	-0,05	-0,29
$q(av)b, q(bc)c, q(ac)a$	1,44	1,16	0,96	0,88	0,8	0,67	0,53	0,29

В приложении (табл. 2.3) рассмотрен пример расчета максимальной нагрузки, создаваемой однофазными ЭП.

2.6. Определение пиковых нагрузок

Пиковые нагрузки возникают при пуске электродвигателей, работе дуговых электрических печей, при электросварке и т. п. Пиковым током одного $i_{п}$ или группы электроприемников $I_{п}$ называется максимально возможная кратковременная нагрузка (длительностью от 1 до 10 с).

Пиковый ток характеризуется частотой появления. При проектировании этот ток принимают за основу расчетов колебаний напряжения, выбора устройств и уставок защиты и проверки электрических сетей по условиям самозапуска электродвигателей.

Пиковый ток группы электроприемников, работающих при отстающем токе с достаточной для практических расчетов точностью, определяется как арифметическая сумма наибольшего из пусковых токов

двигателей, входящих в группу, и расчетного тока нагрузки всей группы ЭП за вычетом номинального тока с учетом двигателя, имеющего наибольший пусковой ток:

$$I_{\text{п}} = i_{\text{пм}} + (I_m - \kappa_u \cdot i_{\text{нм}}), \quad (2.32)$$

где $i_{\text{пм}}$ – наибольший из пусковых токов двигателей в группе по паспортным данным; $i_{\text{нм}}$ – номинальный (приведенный к ПВ = 100 %) ток двигателя с наибольшим пусковым током; κ_u – коэффициент использования, характерный для двигателя, имеющего наибольший пусковой ток; I_m – расчетный ток нагрузки всей группы электроприемников.

В качестве наибольшего пикового тока одного ЭП принимаются:

- пусковой ток асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором или синхронного двигателя, который в случае отсутствия заводских данных может быть принят равным 5-кратному номинальному току;
- пусковой ток двигателя постоянного тока или асинхронного с фазным ротором, который при отсутствии более точных данных принимается не ниже 2,5-кратного номинального тока;
- пиковый ток печных и сварочных трансформаторов, который принимается по заводским данным, а в случае их отсутствия – не менее 3-кратного номинального (без приведения к ПВ = 100 %);
- пиковая мощность машин контактной сварки, которая определяется по паспортным данным по формуле

$$S_{\text{п}} = U_{2\text{max}} \cdot I_{2\text{max}},$$

где $U_{2\text{max}}$ – максимальное вторичное напряжение, В; $I_{2\text{max}}$ – максимальный сварочный вторичный ток, А.

При отсутствии заводских данных пиковая мощность может быть приближенно принята равной 3-кратной номинальной (при паспортной ПВ).

В некоторых случаях пиковый ток определяется специальным расчетом, например для электроприемников с ударными нагрузками (крупные дуговые печи, безмаховичные главные приводы преобразовательных агрегатов прокатных станков и т. п.).

При самозапуске электродвигателей в качестве $I_{\text{п}}$ принимается пусковой ток всех участвующих в самозапуске двигателей, определяемый специальным расчетом.

Пиковый ток группы электродвигателей, которые могут включаться одновременно, принимается равным сумме пусковых токов этих двигателей.

Вопросы и задания для самопроверки

1. Дайте определение: «расчетная нагрузка», «расчетный максимум», «расчетный ток».
2. По какому воздействию на элемент сети определяется расчетная нагрузка, что это за элемент?
3. Основные графики электрических нагрузок и расчетные коэффициенты.
4. Сущность определения расчетной нагрузки по методу упорядоченных диаграмм.
5. Определение расчетной нагрузки комплексным методом, основные его положения.
6. Дайте определение – n_3 .
7. Уровни (ступени) системы электроснабжения предприятия.
8. Особенности определения расчетной нагрузки одно-двухфазных электроприемников.
9. Напишите формулу для определения пикового тока.

3. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ НАПРЯЖЕНИИ ДО 1 кВ

Электрические сети напряжением до 1 кВ (в дальнейшем цеховые сети) на промышленном предприятии предназначены для распределения электроэнергии внутри цехов (питающие сети) и непосредственного питания большинства ЭП (распределительные), преобразующих электроэнергию в другие виды энергии. Наиболее распространенным для цеховых сетей является напряжение 380 В (трех- и четырехпроводные системы с заземленной нейтралью) и 660 В.

3.1. Основные требования к цеховой электрической сети

В процессе проектирования и эксплуатации цеховая сеть должна удовлетворять требованиям экономичности. Достигается это путем приближения высшего напряжения к потребителям электроэнергии.

Наряду с требованием экономичности к цеховой сети предъявляются требования надежности работы, возможности роста нагрузок, изменения места расположения ЭП, (т. е. сеть должна обладать гибкостью).

Кроме указанных требований к цеховой сети при ее проектировании и монтаже должны учитываться: условия окружающей среды, степень возгораемости строительных материалов и конструкций здания, степень ответственности установки, требования технической эстетики.

3.2. Классификация электрических сетей по конструктивным признакам

Электрические сети напряжением до 1 кВ различаются по конструкции применяемых проводников, способам их изоляции и прокладки. Конкретное исполнение сети выбирается в зависимости от ее назначения и условий окружающей среды. По способам изоляции сети делятся на две группы: выполненные голыми проводами и шинами (воздушные линии и токопроводы) и выполненные кабелями и изолированными проводами. Последние получили название электропроводок. На рис. 3.1 приведена классификация сетей по конструктивным признакам [12].

Воздушные линии напряжением до 1 кВ применяются для распределения электроэнергии по соображениям экономичности, удобства эксплуатации и т. д. На промышленных предприятиях воздушные линии находят ограниченное применение: для питания отдельных потребителей небольшой мощности и в качестве сетей наружного освещения.

Токопроводом является устройство, предназначенное для передачи и распределения электроэнергии (см. рис. 3.1).

Кабельные линии – самые распространенные элементы в цеховых электрических сетях (рис. 3.1).

Электропроводки служат для питания ЭП небольшой мощности, осветительных установок и др.

Провода и кабели электропроводки могут прокладываться открыто по стенам зданий, потолкам, на тросах, изоляторах, в лотках, трубах, коробках, гибких металлорукавах и т. п., а также скрыто – внутри конструктивных элементов зданий, сооружений (см. рис. 3.1).

3.3. Схемы цеховых электрических сетей

Внутрицеховые сети выполняются по радиальной, магистральной или смешанной схемам. Каждый вид схемы имеет свою наиболее целесообразную область применения.

Магистральные схемы широко применяются в помещениях с нормальной средой и равномерным распределением технологического оборудования. При этом нередко трансформатор цеховой подстанции не имеет распределительного щита на низкой стороне и магистральная сеть выполняется по схеме блока трансформатор-магистраль (рис. 3.2). Магистральную сеть наиболее просто выполнить с использованием шинопроводов. Сети, выполненные из шинопроводов, по гибкости и универсальности являются наиболее совершенными.

В качестве магистральных шинопроводов используется комплектный шинопровод типа ШМА, в качестве распределительного –

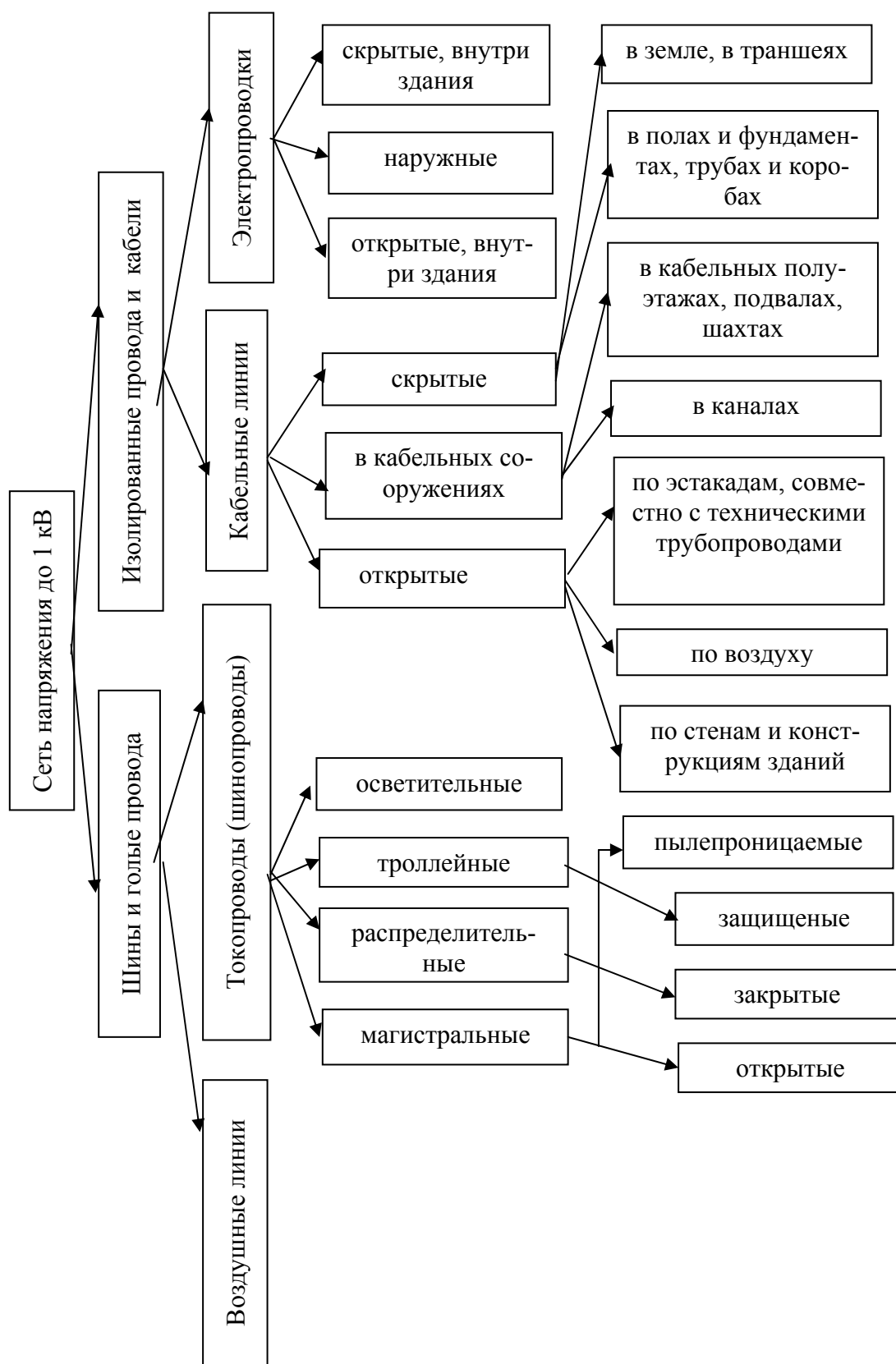


Рис. 3.1. Классификация сетей по конструктивным признакам

ШРА. Их технические данные приведены в [3, 20]. В цехах, где имеется несколько подстанций, для повышения надежности электроснабжения магистральные сети питают, как правило, от нескольких подстанций и секционируют нормально отключенными автоматическими выключателями (рис. 3.3).

Для питания крановых двигателей и другого внутрицехового электротранспорта применяют троллейные линии, выполненные троллейными шинпроводами или троллеями – голыми проводами, чем обеспечивается контакт с токосъемником в любом месте линии.

Радиальные схемы питания применяются в помещениях с любой средой. От ТП отходят линии, питающие непосредственно мощные ЭП или распределительные шкафы (пункты), – ШР и силовые шкафы, от которых отдельными линиями питают более мелкие ЭП (рис. 3.4). В качестве распределительных используются шкафы типа ШР11 (СП62 и СПУ62) с вводным рубильником и предохранителями на 6–8 присоединений к ЭП [3,20], а также новые серии распределительных шкафов – ПР24 и ПР11, укомплектованные автоматическими выключателями АЗ700 и АЕ2000. Распределительные шкафы обычно запитываются от цеховой ТП (КТП) кабелями, марка и способ прокладки которых определяются характером среды в помещении.

Достоинство радиальной схемы питания, по сравнению с магистральной, заключается в более высокой надежности электроснабжения и удобстве эксплуатации. При коротких замыканиях (КЗ) прекращают работу один или несколько ЭП, подключенных к поврежденной линии, остальные продолжают работать.

Все потребители могут потерять питание только при повреждении на сборных шинах КТП, что маловероятно вследствие достаточно надежной конструкции шкафов КТП. Наличие на КТП и вблизи ее коммутационно-защитных аппаратов отдельных присоединений позволяет легче решать задачи автоматизации управления в цеховой электрической сети, чем при рассредоточенных аппаратах, что имеет место в магистральной схеме.

Недостаток радиальной схемы – это большая ее стоимость в сравнении с магистральной, вследствие большого числа линий к ЭП, увеличение протяженности цеховой сети, а следовательно, увеличение расхода цветного металла и количества коммутационно-защитных аппаратов.

В чистом виде магистральные или радиальные схемы применяются редко. На практике наибольшее распространение получили смешанные схемы (рис. 3.5). В этих схемах ШР часто запитываются не от щита ТП, а от магистрального шинпровода.

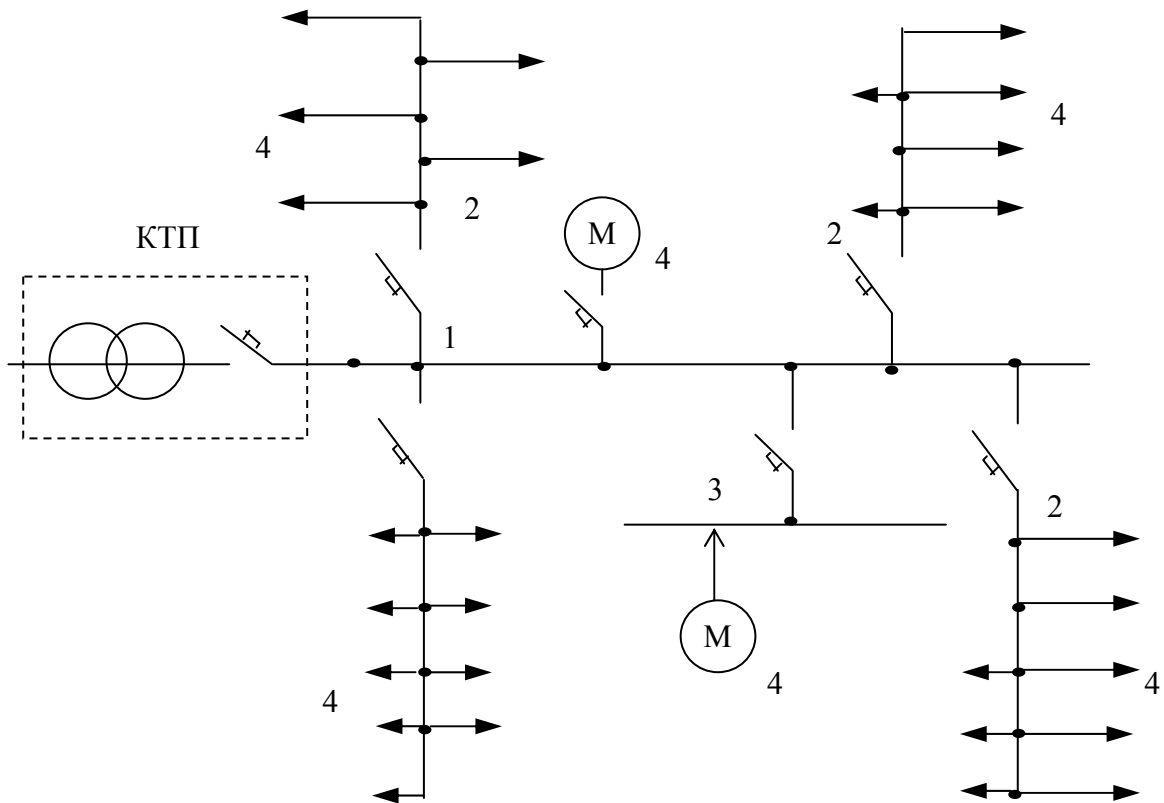


Рис. 3.2. Магистральная схема цеховой электрической сети:
 1 – магистральный шинопровод; 2 – распределительный шинопровод;
 3 – троллейный шинопровод; 4 – электроприемники

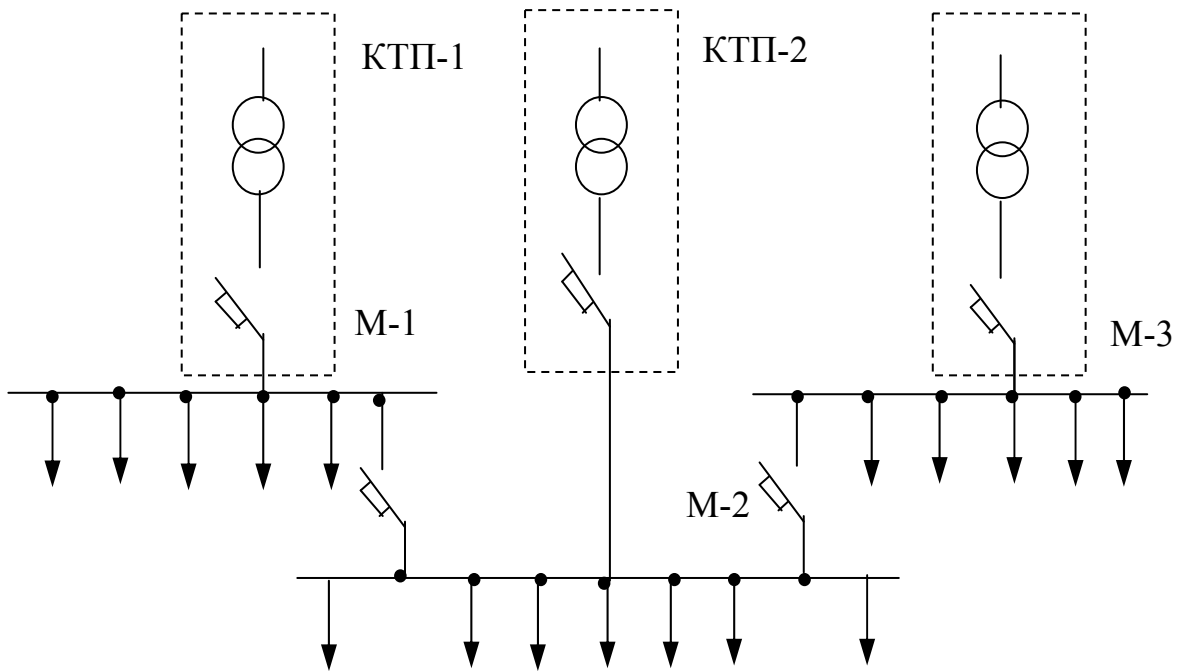
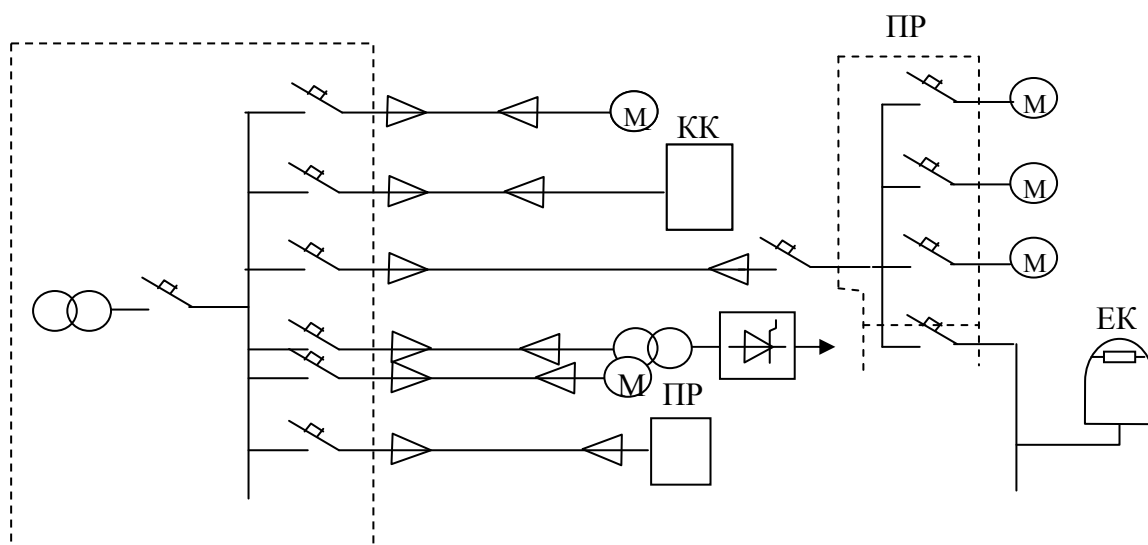


Рис. 3.3. Взаимное резервирование магистралей

Мощные ЭП обычно присоединяются непосредственно к щиту ТП или магистральному шинопроводу (ШМА).

Для дистанционного управления ЭП могут использоваться станции управления, представляющие комплекты совместно установленных аппаратов управления, защиты, сигнализации и блокировки. Как правило, станции управления выполняются открытыми, но могут поставляться и в защищенном исполнении – в шкафах. Щиты станции управления ЩСУ обычно устанавливаются в специальных помещениях, называемых помещениями станции управления (ПСУ). Технические данные ЩСУ приведены в [19].



*Рис. 3. 4. Радиальная схема цеховой электрической сети:
 М – электродвигатели; РР – шкафы распределительной серии РР8501;
 ЕК – электропечь; ККУ – комплектная конденсаторная установка*

3.4. Картограммы нагрузок и центр электрических нагрузок

Цеховые ТП или КТП, а также главные понизительные (ГПП) и распределительные подстанции (РП) в целях экономии металла и электроэнергии рекомендуется устанавливать в центре электрических нагрузок цеха, предприятия.

Для определения местоположений ТП, ГПП, РП на генеральный план предприятия наносится картограмма нагрузок, которая представляет собой размещенные на генеральном плане окружности, площади которых в выбранном масштабе равны расчетным нагрузкам цехов, а именно:

$$P_i = \pi \cdot r_i^2 \cdot m, \quad r_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi \cdot m}}, \quad (3.1)$$

где P_i – мощность i -го цеха; m – масштаб для определения площади круга.

За центр электрических нагрузок (ЦЭН) цеха, предприятия принимают центр тяжести фигуры цеха (предприятия) в плане и нахождение ЦЭН сводится к определению центра тяжести масс [52]. Используя аналогию между массами и электрическими нагрузками цехов P_i (или ЭП в цехе), координаты ЦЭН X_0 и Y_0 определяются из соотношений:

$$X_0 = \frac{\sum_1^n P_i \cdot X_i}{\sum_1^n P_i}, \quad Y_0 = \frac{\sum_1^n P_i \cdot Y_i}{\sum_1^n P_i}, \quad (3.2)$$

где для ЦЭН цеха P_i – номинальная мощность i -го ЭП, X_i, Y_i – его координаты; для ЦЭН завода P_i – расчетная нагрузка i -го цеха, X_i, Y_i – координаты ЦЭН i -го цеха.

Оси ординат можно наносить на план цеха произвольно, но лучше, если они совпадают со стенами цеха. На генплане предприятия ось ординат – за пределами фигур цехов слева.

Для двух- и трехэтажных зданий координатой Z в практике не пользуются. Учитывать ее следует только для высотных зданий, координатой Z пренебрегают, если $l \geq 1,5h$, где l – расстояние от ЦЭН цеха до ЦЭН завода; h – высота здания.

3.5. Выбор конструкции электрических сетей

Выбор конструкции сетей и способов их выполнения осуществляется при проектировании на основе изучения технологии производства, условий окружающей среды, степени возгораемости конструкций зданий и сооружений и др. Расположение технологического оборудования на плане цеха, степень его ответственности, U_n , мощности ЭП, расстояние от центра питания (ТП, КТП) до ЭП, характер нагрузки (спокойная, резко переменная) и ее распределение по площади цеха являются определяющими факторами при выборе схемы цеховой сети. Выбор конструкции сетей осуществляется из условий окружающей среды помещений цехов.

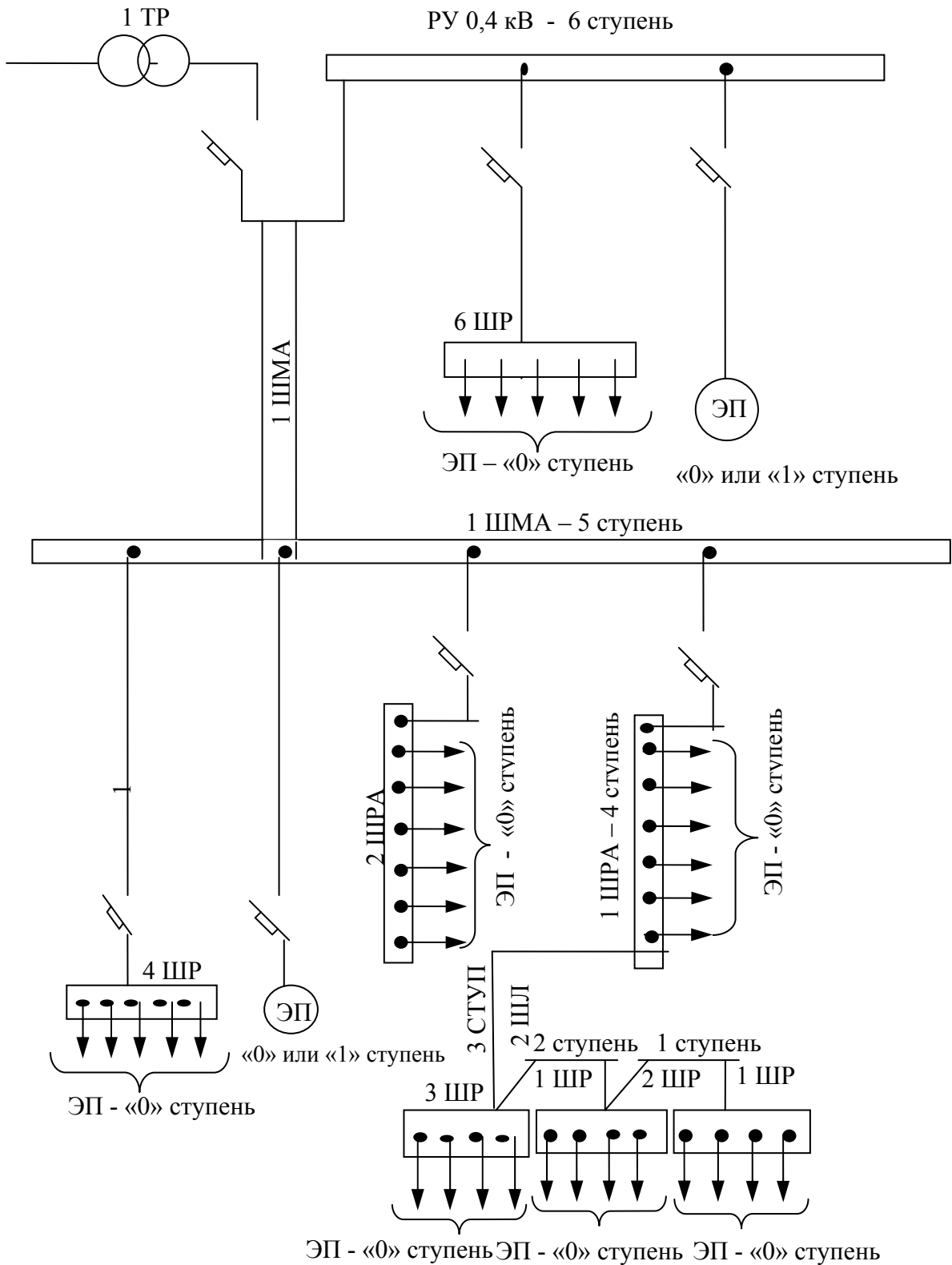


Рис. 3. 5. Электрическая схема смешанной (радиально-магистральной) цеховой сети (указаны ступени для определения расчетных нагрузок на ЭВМ)

Общая классификация сред и помещений приведена в табл. 3.1.

Стандартом (ГОСТ 14254–80) предусмотрено шесть степеней защиты от прикосновения к токоведущим частям, а также от попадания твердых предметов и восемь степеней защиты от попадания воды.

3.6. Элементы цеховых электрических сетей

Шинопроводы. По своему назначению шинопроводы на напряжение до 1 кВ разделяются на магистральные переменного тока серии ШМА и постоянного тока ШМАД, предназначенные для присоединения к ним распределительных шинопроводов и силовых распределительных шкафов, щитов и отдельных мощных ЭП; распределительные серии ШРА – для присоединения к ним ЭП; троллейные серии ШТА и ШТМ – для присоединения передвижных ЭП; осветительные серии ШОС – для присоединения светильников и ЭП небольшой мощности. Основные данные по шинопроводам приведены в [12].

Кабели и провода. При маркировке кабелей и проводов приняты следующие обозначения.

Для изолированных проводов и кабелей с медными жилами не применяют обозначения материала жилы; кабели и провода с алюминиевыми жилами имеют букву А. Например, провод ПР имеет медную жилу, АПР – алюминиевую. Аналогично бумажная изоляция для кабелей не обозначается, а другие виды изоляции для кабелей и проводов обозначаются буквой, соответствующей первой букве: резиновая – Р, полихлорвиниловая – В; полиэтиленовая – П. Материал оболочки кабелей маркируется первой буквой: С – свинец, А – алюминий, В – полихлорвинил, Н – найрит (негорючая резина).

Буква Г входит в обозначение марок проводов, указывая, что они являются гибкими (многопроволочная жила), и в обозначение кабелей, у которых оболочка или защитная броня являются голыми.

Бронированные кабели с ленточной броней имеют букву Б, а с проволочной броней – П.

Для изолированных проводов первая буква в марке провода обозначает материал провода, вторая буква П обозначает провод, третья – материал изоляции (Р, В, П). Также есть буквы, характеризующие другие элементы конструкции: О – оплетка, Т – для прокладки в трубах, П – плоский, Ф – металлическая фальцованная оболочка.

Подробно о маркировке распределительных силовых шкафов (пунктов), ящиков и щитков в [12].

Таблица 3.1

Общая классификация сред и помещений

Класс среды или помещения	Окружающая температура	Относительная влажность, %	Особенности, характеризующие класс среды или помещения
Нормальная	Длительно (не более +30°C)	Не нормирована	Отсутствует технологическая пыль, газы или пары, способные нарушать нормальную работу оборудования
Жаркая	Длительно (более +30°C, но менее +55°C)	Не более 60 %	То же
Влажная	То же	60–75 %	То же, что и в помещениях с сухой средой, но имеются пары воды, способные конденсироваться в редких случаях при резких и глубоких понижениях температуры
Сырая	То же	Более 75 %, но менее 100 %	То же, что и в помещениях с влажной средой, но имеются пары воды, способные конденсироваться при небольших понижениях температуры
Особо сырая	То же	100 %	Температура, уровень запыленности и загазованности соответствуют условиям нормальной среды, но постоянно конденсируются пары воды (стены, пол, потолок покрыты влагой)
Пыльная	То же	Не нормирована	Имеется технологическая пыль, оседающая на проводах и оборудовании, способная проникать в машины и аппараты
Химически активная	То же	То же	Постоянно или длительное время содержатся активные газы, пары или вещества, разрушающие электроустановку, препятствующие нормальной работе
Пожароопасная	Не нормирована	Не нормирована	Применяются или хранятся горючие вещества
Взрывоопасная	То же	То же	По условиям технологии могут образовываться взрывоопасные смеси

3.7. Сети защитного заземления

Защитным соединением называется преднамеренное соединение с землей или ее эквивалентом металлических нетоковедущих частей установки с целью электробезопасности. Его назначение – предотвратить возможность поражения людей электрическим током при соприкосновении с корпусами оборудования и другими нетоковедущими металлическими частями электроустановки, оказавшимися под напряжением вследствие различных неисправностей.

В сетях с глухозаземленной нейтралью задача защитного заземления состоит в обеспечении через нулевой провод (зануление) быстрого автоматического отключения поврежденного участка. В связи с этим по отношению к установкам напряжением до 1 кВ используется термин «зануление». Под занулением в электроустановках (ЭУ) понимается преднамеренное соединение металлических частей ЭУ, нормально не находящихся под напряжением, с глухозаземленной нейтралью трансформатора (через нулевой провод).

Цеховой сетью заземления является совокупность проводников, соединяющих подлежащие заземлению элементы ЭУ с заземляющими устройствами или заземленной нейтралью трансформатора – нулевым проводом.

Заземляющими проводами являются нулевые (четвертые) жилы кабеля, нулевые провода электропроводок или голые проводники, а также трубы электропроводок, оболочки шинопроводов, короба и лотки, алюминиевые оболочки кабелей (за исключением свинцовых оболочек), металлоконструкции зданий и сооружений и т. п.

Цеховую сеть заземления обычно выполняют стальными полосами, образующими замкнутые контуры, присоединенные не менее чем в двух точках к заземлителям. При этом выделяется магистраль заземления или зануления, которая представляет собой заземляющий или нулевой защитный проводник (нулевой провод) с двумя или более ответвлениями.

При глухозаземленной нейтрали сети с напряжением до 1 кВ проводники сети защитного зануления должны иметь проводимость (сопротивление), достаточную для отключения защитного аппарата при однофазном КЗ. Сечение заземляющих проводников нормируется ПУЭ. Каждый ЭП подключается к магистрали заземления или зануления самостоятельным ответвлением, последовательное их соединение не допускается. Подробно о режиме нейтрали в установках до 1 кВ – во втором разделе.

Задания для самопроверки

1. Основные требования к цеховым электрическим сетям.
2. Приведите классификацию сетей по конструктивным признакам.
3. Основные схемы цеховых электрических сетей. Опишите области их применения с учетом достоинств и недостатков каждой из схем.
4. Опишите общую классификацию среди помещений.
5. Элементы цеховых сетей, их характеристики и области использования.
6. Сети защитного заземления. Дайте определение, опишите их значение.

4. РАСЧЕТ И ЗАЩИТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 кВ

4.1. Особенности расчета цеховых электрических сетей

Основной задачей электрических расчетов является выбор сечений кабелей, проводов, шинопроводов и защитных аппаратов для всех уровней системы электроснабжения на напряжении до 1 кВ. Выбранные сечения должны обеспечивать допустимые отклонения напряжения на зажимах всех ЭП, нормируемые стандартом по качеству электроэнергии. Для каждого участка цеховой сети по рассчитанному получасовому максимуму нагрузки и значению максимального пускового или пикового тока выбирается сечение проводника, а также тип и значения уставок аппаратов защиты от ненормальных режимов в сети: длительных, не предусмотренных перегрузок сети и коротких замыканий.

Исходными данными для проведения расчетов являются схема цеховой электрической сети с расположением аппаратов защиты, U_n сети, расчетные получасовые максимумы нагрузки каждого участка сети P_{\max} , пиковые (пусковые) токи на различных уровнях схемы, номинальные мощности ЭП.

Выбор сечения проводника связан с выбором аппаратов защиты, поэтому выбор сечения проводника цеховой сети и защитных аппаратов выполняется совместно.

Для сетей напряжением до 1 кВ, определяющим в выборе сечения проводника, являются не экономические, а технические требования и условия: нагрев проводников, их механическая прочность, потери напряжения, термическая устойчивость к токам КЗ.

Согласно рекомендаций ПУЭ, расчету по экономической плотности тока не подлежат силовые сети до 1 кВ при числе часов использо-

вания максимума нагрузки (T_m) менее 4000–5000 часов и все осветительные сети.

В связи с многообразием режимов работы ЭП (по T_m), совместным питанием силовой и осветительной нагрузок в проектной практике при расчете цеховых сетей напряжением до 1 кВ любого назначения фактор экономической плотности тока, как правило, не учитывается [12]. Практически по экономической плотности тока рассчитываются лишь сети постоянного тока в электролизных установках, для которых $T_m \geq 8000$ часов. Практика показала, что выбранные по экономической плотности тока сечения проводников в сетях напряжением до 1 кВ в 2–3 раза превышают расчетные сечения по техническим условиям.

Выбор сечений проводников по техническим условиям включает:

- выбор по условиям теплового нагрева;
- по их пропускной способности и условиям защиты;
- потерям напряжения;
- термической стойкости к токам КЗ;
- механической прочности.

На механическую прочность проверяются голые провода и принимаются сечения из условий механической прочности для алюминиевых проводов: $S \geq 35 \text{ мм}^2$ и стальных $S \geq 25 \text{ мм}^2$.

4.2. Расчет электрической сети напряжением до 1 кВ по условиям нагрева и защиты

Сечение проводника в основном зависит от величины расчетного тока (I_m), от того, требуется ли защищать сеть от перегрузки или нет, от температурных условий окружающей среды, характера помещения и типа изоляции проводника. Прежде необходимо выбрать марку проводника, определиться с условиями его прокладки и затем выполнять расчет.

Сечение проводников цеховой сети выбирается по расчетному току нагрузки таким образом, чтобы проводники при токах нагрузки, соответствующих работе в длительном режиме и условиям нормированной для них температуры среды, не перегревались бы сверх допустимых пределов.

Минимально допустимое сечение проводника – такое сечение, при котором проводник, имея начальную температуру, равную максимальной длительно допустимой $Q_{\text{дл доп}}$, нагревается током КЗ до предельно допустимой температуры по условиям термической стойкости.

За расчетный ток нагрузки принимается максимальная токовая нагрузка за получасовой интервал времени I_m , вычисленная по (2.18).

Выбор сечения проводников производится по таблицам ПУЭ «Длительно допустимые нагрузки», при этом должно быть выполнено условие, когда

$$I_m \leq I_{\text{доп}}, \quad (4.1)$$

где $I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток нагрузки на провода, кабели и шины для данного сечения по ПУЭ.

Значения $I_{\text{доп}}$ для некоторых марок проводов и кабелей приведены в приложении (табл. П. 2.5а) и в [10].

При прокладке нескольких кабелей и более четырех проводов в одной трубе, траншее, лотке, коробе и т. п. в расчетную формулу (4.1) вводится коэффициент $K_{\text{прокл}}$, поправочный коэффициент на условия прокладки проводов и кабелей

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_m}{K_{\text{прокл}}}. \quad (4.2)$$

При нормальных условиях (на открытом воздухе, один кабель) $K_{\text{прокл}} = 1,0$; в остальных случаях его значение определяется по табл. П. 2.9.

Выбранное сечение проводника по условиям нагрева длительным током проверяется по нагреву током послеаварийного режима $I_{m \text{ ав}}$ (в условиях двухтрансформаторных цеховых ТП и нескольких кабелей одной линии):

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{m \text{ ав}}}{K_{\text{прокл}} \cdot K_{\text{пер}}}, \quad (4.3)$$

где $K_{\text{пер}}$ – коэффициент допустимой кратковременной перегрузки кабелей и проводов.

Выбранное сечение проводника по условиям нагрева должно быть согласовано с аппаратом защиты этого проводника по условию:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_3 \cdot K_3}{K_{\text{прокл}}}, \quad (4.4)$$

где K_3 – коэффициент защиты или кратность защиты, т. е. отношение длительно допустимого тока для провода или кабеля к номинальному току или току уставки срабатывания защитного аппарата при перегрузке или КЗ. K_3 определяется по табл. 4.1, составленной на основе §§ 3.1.9–3.1.12 ПУЭ; I_3 – номинальный ток или ток уставки срабатывания за-

щитного аппарата. Что конкретно принимается за I_3 , указано в первом столбце табл. 4.1.

Таблица 4.1

Тип защитного аппарата и значения принимаемого тока защиты I_3	Коэффициент защиты K_3 или кратность длительно допустимого тока для сетей			
	При обязательной защите от перегрузки			
	Провода с резиновой изоляцией или аналогичные по тепловым характеристикам изоляции		Кабели с бумажной изоляцией	Не требующие защиты от перегрузок
Взрыво- и пожаро-опасные помещения	Не взрыво- и не пожаро-опасные помещения			
Номинальный ток плавкой вставки предохранителей $I_3 = I_{\text{нвст}}$	1,25	1,0	1,0	0,33
Ток уставки срабатывания автоматического выключателя, имеющего только максимальный мгновенно действующий расцепитель $I_3 = I_{\text{уст при кз}}$	1,25	1,0	1,0	0,22
Номинальный ток расцепителя выключателя с нерегулируемой обратной зависимой от тока характеристикой (независимо от наличия или отсутствия отсечки) $I_3 = I_{\text{нрасц}}$	1,0	1,0	1,0	1,0
Ток трогания расцепителя автоматического выключателя с регулируемой обратной зависимой от тока характеристикой (при наличии отсечки) $I_3 = I_{\text{уст при перегрузке}}$	1,0	1,0	0,8	0,66

Из двух условий (4.2, 4.4) выбирается сечение проводника, удовлетворяющее обоим условиям. Но в тех случаях, когда $I_{\text{доп}}$ по (4.4) не совпадает с данными таблиц допустимых токов, допускается применение

ние проводника ближайшего меньшего сечения, но не менее, чем это требуется по условию 4.2.

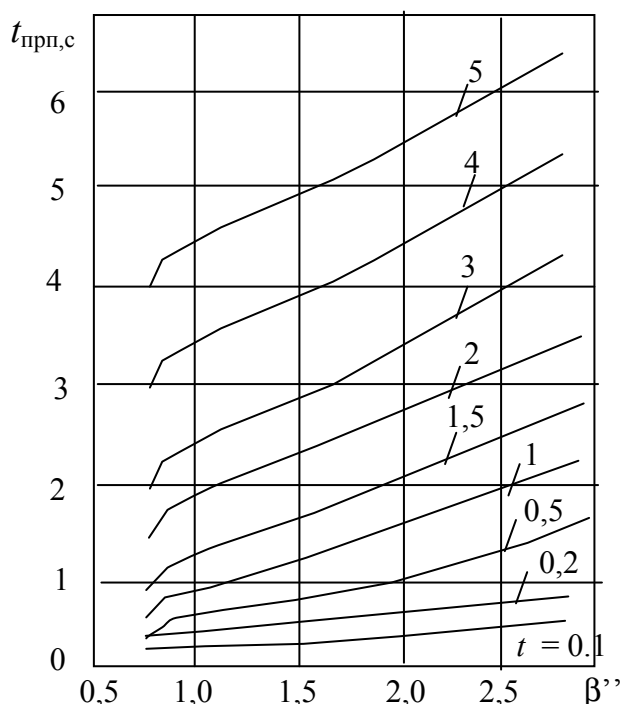


Рис. 4.1.
Кривые приведенного времени периодической составляющей тока КЗ в зависимости от β'' для различных значений: t (t – действительное время протекания тока КЗ)

4.3. Расчет электрической сети напряжением до 1 кВ по условиям термической стойкости к токам короткого замыкания

Этим расчетом производится проверка выбранного проводника на его термическую стойкость (устойчивость) к токам КЗ.

Для этого расчета необходимо знать:

- действительное время протекания тока КЗ, равное $t = t_{\text{защ}} + t_{\text{выкл}}$, где $t_{\text{защ}}$ – время действия защиты и выключающего аппарата, $t_{\text{выкл}}$;
- установившееся значение тока КЗ, I_{∞} ;
- сверхпереходное значение тока КЗ, I'' ;
- приведенное время $t_{\text{пр}}$, в течение которого I_{∞} выделяет то же количество тепла, что и изменяющийся во времени ток КЗ за действительное время t .

Приведенное время $t_{\text{пр}}$ определяется составляющими времени периодической $t_{\text{прп}}$ и аperiodической $t_{\text{пра}}$ составляющих тока КЗ:

$$t_{\text{пр}} = t_{\text{прп}} + t_{\text{пра}}.$$

Значение $t_{\text{прп}}$ при действительном времени $t < 5$ с находится по кривым зависимости $t_{\text{прп}} = f(\beta'')$ (рис. 4.1), где $\beta'' = I''/I_{\infty}$.

Приведенное время аperiodической составляющей тока КЗ

$$t_{\text{пра}} = 0,005 \cdot \beta''^2 .$$

При действительном времени $t < 1$ с величину $t_{\text{пра}}$ не учитывают.

Сечение кабеля на термическую стойкость по трехфазному КЗ проверяется по формуле

$$S_{\text{min}} = \frac{I_{\infty} \cdot \sqrt{t_{\text{пр}}}}{C}, \quad (4.5)$$

где C – коэффициент, соответствующий разности выделенной теплоты в проводнике после и до КЗ. Для кабелей с медными жилами $C = 141$, с алюминиевыми – $C = 85$.

4.4. Расчет электрической сети по потере напряжения

Согласно ПУЭ, для силовых сетей отклонение напряжения от номинального должно составлять не более $\pm 5\% U_{\text{н}}$. Для осветительных сетей промышленных предприятий и общественных зданий допускается отклонение напряжения от $+5$ до $-2,5\% U_{\text{н}}$, для сетей жилых зданий и наружного освещения $\pm 5\% U_{\text{н}}$. Эти требования обусловлены тем, что величина вращающего момента асинхронных электродвигателей пропорциональна квадрату подведенного напряжения и его уменьшение может не обеспечить пуск механизмов, в сетях освещения снижение напряжения приводит к резкому уменьшению светового потока.

Расчет цеховой сети по условиям допустимой потери напряжения и построение эпюры отклонения напряжения выполняется для цепочки линий от шин ГПП или ЦРП до зажимов одного наиболее удаленного от цеховой ТП или наиболее мощного ЭП для режимов максимальных и минимальных нагрузок (определяется из суточного графика нагрузок), а в случае двухтрансформаторной подстанции – и послеаварийного.

Рассмотрим особенности расчета сетей переменного тока напряжением до 1 кВ, обладающих активным и индуктивным сопротивлением. На рис. 4.2 приведена векторная диаграмма для одного провода трехфазной линии с двумя индуктивными нагрузками i_1 , i_2 . Расчетный ток первого участка сети i_1 – геометрическая сумма нагрузочных токов i_1 и i_2 , расчетный ток второго участка $I_2 = i_2$. Направление векторов определяет угол сдвига фаз, напряжения, на основании чего строятся треугольники падения напряжения второго и первого участков линии, соответственно, Δ_{abc} и Δ_{cde} . Векторы ac и ce называют падением напряжения, соответственно, на участке втором и первом – это геомет-

рическая разность напряжений в начале и конце участка. Отрезки ad и cq – алгебраическая разность между напряжениями в начале и конце, соответственно, второго и первого участка линии,

где $\Delta U_{\phi} = ad + cq$ – потеря напряжения на обоих участках линии или продольная составляющая падения напряжения, δU_{ϕ} – поперечная составляющая падения напряжения. После подстановки значений ad и cq получим

$$\Delta U_{\phi} = I_2 r_2 \cos \varphi_2 + I_2 x_2 \sin \varphi_2 + I_1 r_1 \cos \varphi_1 + I_1 x_1 \sin \varphi_1, \quad (4.6)$$

где I_1 и I_2 – токи участков линии.

Учитывая соотношения между линейными и фазными напряжениями, для любого числа участков линии получаем

$$\Delta U = \sqrt{3} \Delta U_{\phi} = \sqrt{3} \sum_{i=1}^n (I_i r_i \cos \varphi_i + I_i x_i \sin \varphi_i). \quad (4.7)$$

Если расчет на потери напряжения ведется не по токам участков линии (I_1, I_2, \dots, I_i), а по нагрузочным токам ЭП (I_1, I_1, \dots, I_i), то будем иметь

$$\Delta U \% = \frac{\sqrt{3} \cdot 100}{U_H} \cdot \sum_{i=1}^n (i_i R_i \cos \varphi_i + i_i X_i \sin \varphi_i), \quad (4.8)$$

где $R_i = r_0 \cdot l_i$; $X_i = x_0 \cdot l_i$ (l_i – расстояние от источника питания до соответствующего ЭП).

Если линия выполнена из одного материала и одинакового сечения по всей длине и $\cos \varphi < 1$ (близки между собой), то

$$\Delta U \% = \frac{\sqrt{3} \cdot 100}{U_H} \cdot (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) \sum_{i=1}^n i_i l_i. \quad (4.9)$$

Рассмотрим зависимость r_0 и x_0 от сечения проводов и кабелей (рис. 4.3). Из рис. 4.3 видно, что для сечений проводов и кабелей до 25 мм^2 (кривая 1) наибольшее значение имеет активное сопротивление. Для проводов, проложенных в стальных трубах, и кабелей x_0 (кривая 2) мало ($0,07 \text{ Ом/км}$), в сравнении с r_0 , и практически не зависит от сечения. Для проводов, проложенных открыто (кривая 3), $x_0 = 0,25 \text{ Ом/км}$.

Таким образом, наличие $X = x_0 \cdot l$ следует учитывать при сечении проводов и кабелей не менее 25 мм^2 , при $25 < S \leq 70 \text{ мм}^2$, учет X зависит от соотношения x/r , для $S > 70 \text{ мм}^2$ X всегда учитывают.

Активное сопротивление проводов и кабелей определяется по справочной литературе или из выражения

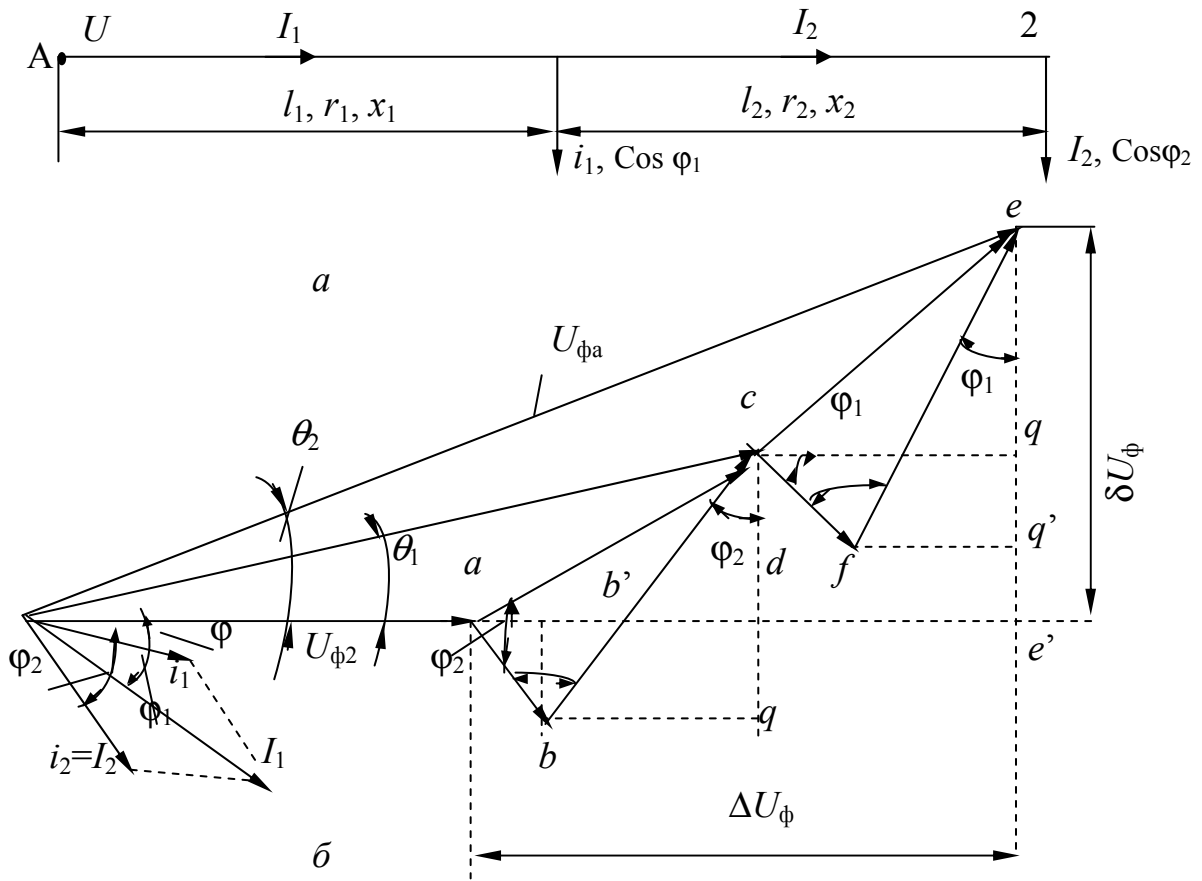


Рис. 4.2. Схема (а) и векторная диаграмма (б) линии трехфазного тока с двумя нагрузками

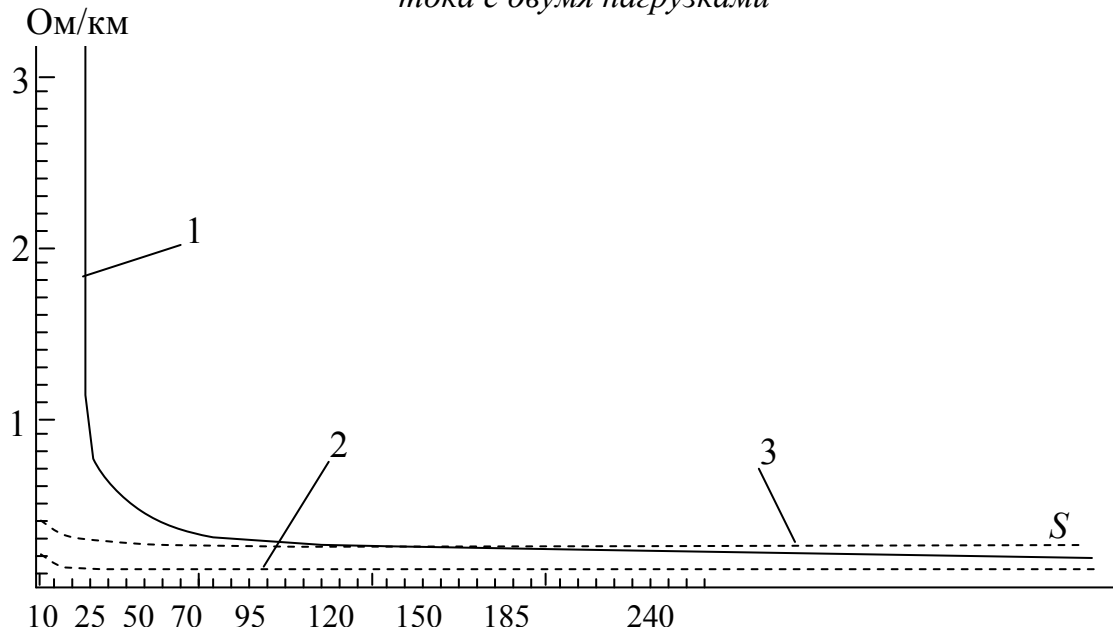


Рис. 4.3. Зависимость удельного активного r_0 и индуктивного x_0 сопротивлений проводов и кабелей от их сечения:
 1 — $r_0 = f(s)$ для проводов и кабелей; 2 — $x_0 = f(s)$ для проводов, проложенных в стальных трубах и кабелей; 3 — $x_0 = f(s)$ для проводов, проложенных открыто

$$r_0 = \frac{1000}{\gamma \cdot s} [\text{Ом/км}], \quad (4.10)$$

где γ [м/Ом·мм²] – удельная проводимость (для алюминия $\gamma = 32$, для меди $\gamma = 53$); s – сечение фазы проводника [мм²].

Индуктивное сопротивление 1 км кабельной линии или провода, проложенного в трубе, принимается равным 0,06–0,07 Ом/км при $U_H < 1$ кВ и, приближенно, 0,08 Ом/км при $U_H > 1$ кВ.

Вернемся к рис. 4.2. Поперечная составляющая падения напряжения δU_ϕ учитывается только для линий $U_H \geq 35$ кВ. При $U_H < 35$ кВ $\delta U_\phi \ll \Delta U_\phi$ и в наших расчетах она не учитывается. Для схемы (рис. 4.2) нетрудно доказать справедливость выражения, следующего из (4.7),

$$\Delta U\% = \frac{100}{U_H^2} \cdot \sum_{i=1}^n (P_i r_i + Q_i x_i), \quad (4.11)$$

где P_i , Q_i – соответственно, расчетная активная и реактивная нагрузки участка линии.

В расчетной цепочке ГПП (ЦРП) – удаленный ЭП имеется цеховая ТП, поэтому нужно выполнить расчет падения напряжения в трансформаторе ΔU_T , в % U_H , а именно:

$$\begin{aligned} \Delta U_T = & \beta_T \cdot (U_a \cos \varphi_2 + U_p \sin \varphi_2) + \\ & + \frac{\beta_T^2}{200} \cdot (U_a \sin \varphi_2 - U_p \cos \varphi_2)^2, \end{aligned} \quad (4.12)$$

где β_T – отношение фактической нагрузки одного трансформатора к его номинальной мощности в рассматриваемом режиме работы; U_a , U_p – активная и реактивная составляющие напряжения КЗ, $U_K\%$, равные

$$U_a\% = \frac{\Delta P_{КЗ}}{S_{HT}} \cdot 100, \quad U_p\% = \sqrt{(U_K\%)^2 - (U_a\%)^2}, \quad (4.13)$$

где $\cos \varphi_2$ и $\sin \varphi_2$ – коэффициенты мощности по нагрузке трансформатора (с учетом установки компенсирующих устройств); $\Delta P_{КЗ}$ – потери КЗ в трансформаторе, кВт.

Отклонение напряжения (от U_H) в любой точке сети рассчитывается по выражению

$$V = V_{цп} \% + \delta U_T \% - \sum \Delta U \%, \quad (4.14)$$

где $V_{\text{щ}}$ – отклонение напряжения в центре питания, которое равно $+5\% U_{\text{н}}$ в режиме максимальных нагрузок и $U_{\text{н}}$ – в режиме минимальных нагрузок сети; δU_{T} – «добавка», создаваемая цеховым трансформатором (табл. 4.2); ΔU – сумма потерь напряжения до какой-либо точки сети, начиная с центра питания (ГПП).

Под «добавкой» напряжения трансформатора понимается отклонение U от $U_{\text{н}}$ для вторичной обмотки трансформатора, когда в первичной обмотке соответствующее ответвление.

Значение «добавки» регулируется изменениями числа витков первичной обмотки трансформатора, т. е. изменением коэффициента трансформации, по выражению

$$U_2 = \frac{U_1 \cdot W_2}{W_1}. \quad (4.15)$$

Таблица 4.2

Ответвления	приблизенно	точно
+5	0	0,25
+2,5	2,5	
0	5,0	5,25
-2,5	7,5	
-5,0	10	10,8

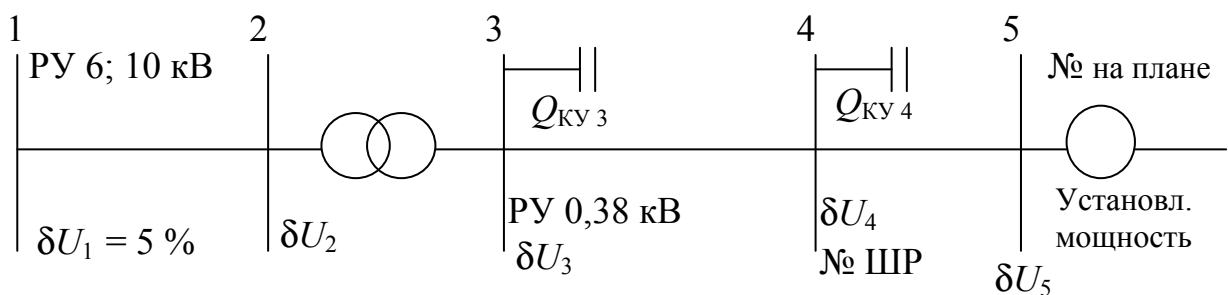


Таблица 4.3

Расчет отклонения напряжения в различных точках сети

Обозначение участка	1–2	2–3	3–4	4–5
Марка кабеля провода сечение, мм ² длина, м	ААБ 3x50 150	$S_{HT} =$ 1000 кВА $U_k = 5,5 \%$ $\Delta P_{кз} = 12,2 \text{ кВт}$	АНРГ 3x95 + 1x50 50	
Сопротивления: активное реактивное	$r_{12} = r_{012} \cdot l_{12}$ $x_{12} = x_{012} \cdot l_{12}$	$U_a =$ $U_p =$	$r_{34} = r_{034} \cdot l_{34}$ $x_{34} = x_{034} \cdot l_{34}$	$r_{45} = r_{045} \cdot l_{45}$ $x_{45} = x_{045} \cdot l_{45}$
Нагрузка в режимах: максимальный минимальный послеаварийный	$S_{12} = P_{12} +$ $J (Q_{12} -$ $Q_{ку3})$	$P_{23} + J (Q_3 -$ $Q_{ку3})$	$P_{34} + J (Q_{34}$ $- Q_{ку4})$	$P_{45} + J Q_{45}$
Потери напряжения, % в максимальном в минимальном послеаварийном	$\Delta U_{12} =$ $\Delta U_{12} =$ $\Delta U_{12} =$	$\Delta U_{23} =$ $\Delta U_{23} =$ $\Delta U_{23} =$	$\Delta U_{34} =$ $\Delta U_{34} =$ $\Delta U_{34} =$	$\Delta U_{45} =$ $\Delta U_{45} =$ $\Delta U_{45} =$
Отклонения напряжения $\delta U, \%$ максимальный минимальный послеаварийный	$\delta U_1 = 5$ $\delta U_1 = 0$ $\delta U_1 = 5-10$	$\delta U_2 =$ $\delta U_1 - \Delta U_{12}$	$\delta U_3 =$ $\delta U_2 - \Delta U_{23}$	$\delta U_4 =$ $\delta U_3 - \Delta U_{34}$ $\delta U_5 =$ $\delta U_4 - \Delta U_{45}$

Примечание: $Q_{ку4}$ – мощность КУ, подключенных к ШР, $Q_{ку3}$ – мощность КУ, установленных в сети 0,4 кВ данной ТП.

Для этого у цеховых трансформаторов имеется от 3 до 5 ответвлений, которые переключаются в случае необходимости при отключенном трансформаторе. Значения δU_T , в зависимости от ответвления, принимаются по табл. 4.2.

Выбрать необходимую величину «добавки» можно из соотношения:

$$\delta U_T = V_{ТП} + (\Delta U_{цп-тп} + \Delta U_T) - V_{цп}, \quad (4.16)$$

где $U_{цп-тп}$ – потери напряжения на участке от ЦП до ТП; ΔU_T – потери напряжения в трансформаторе; $V_{цп}$ – отклонение напряжения в ЦП; $V_{Тдоп}$ – допустимое отклонение напряжения цехового трансформатора, которое определяется из выражения

$$V_{\text{Тдоп}} = V_{\text{ближ.эп}} + \Delta U_{\text{Тп-ближ.эп}}, \quad (4.17)$$

где $V_{\text{ближ.эп}}$ – верхний предел допустимых отклонений напряжения у ближайшего к ТП ЭП; $\Delta U_{\text{Тп-ближ.эп}}$ – потери напряжения от ТП до ближайшего к ТП ЭП.

Все расчеты по определению отклонений напряжения на каждом участке цепочки: ЦП – удаленный (мощный) ЭП для всех (двух, трех) режимов работы сети, сводятся в таблицу (см. табл. 4.3), по которой строятся эпюры отклонений напряжения для указанной цепочки. Если при этом окажется, что $\Delta U \%$ у удаленного ЭП больше допустимого, то нужно увеличить сечение проводников.

4.5. Расчет токов короткого замыкания в сети напряжением до 1 кВ

Этот расчет, в сравнении с расчетом токов КЗ в сетях напряжением выше 1 кВ, обладает следующими особенностями:

- мощность системы (S_c) принимается бесконечной, т. е. напряжение на шинах цеховых ТП считается неизменным при КЗ в сети до 1 кВ;
- учитываются активные и индуктивные сопротивления до точки КЗ всех элементов сети (силового трансформатора, проводов, контактов, трансформаторов тока, катушек максимального тока автоматов);
- расчет ведется в именованных единицах, напряжение принимается на 5 % выше номинального напряжения сети ($U = 1,05U_{\text{н сети}} = 400 \text{ В}$, при $U_{\text{н сети}} = 380 \text{ В}$). Будем иметь

$$I_{\text{к}} = I'' = I_{\infty} = \frac{1,05 \cdot U_{\text{н сети}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}, \quad i_{\text{у}} = K_{\text{у}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{к}}, \quad (4.18)$$

где Z_{Σ} – суммарное полное сопротивление до точки КЗ, включая сопротивление силового трансформатора, равное

$$r_{\text{т}} = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot U_{\text{н}}^2}{S_{\text{нт}}^2} [\text{МОм}], \quad x_{\text{т}} = \frac{U_{\text{р}} \%}{100} \cdot \frac{U_{\text{н}}^2}{S_{\text{нт}}} [\text{МОм}], \quad (4.19)$$

где $\Delta P_{\text{кз}}$ – кВт; $S_{\text{нт}}$ – кВА; $U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение сети, В;

$U_{\text{а}} = \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{S_{\text{нт}}}$, $U_{\text{р}} \% = \sqrt{(U_{\text{кз}} \%)^2 - (U_{\text{а}} \%)^2}$; $K_{\text{у}}$ – ударный коэффициент (определяется, как и в сетях, выше 1 кВ).

Сопротивления первичных обмоток трансформаторов тока (ТТ) для различных коэффициентов трансформации, катушек автоматов и

переходные сопротивления контактов автоматов, рубильников и предохранителей приведены в табл. 4.4, а также в [3, 18].

Таблица 4.4

Значения активных и индуктивных сопротивлений

Наименование	Активное сопротивление R , м Ом	Индуктивное сопротивление X , м Ом	Переходное сопротивление контактов примерно, м Ом
Сопротивление катушек максимального тока автоматов при номинальном токе, А			
50	5,5	2,7	1,3
70	2,35	1,3	1,0
100	1,3	0,86	0,75
140	0,74	0,55	0,65
200	0,36	0,28	0,6
400	0,15	0,1	0,4
600	0,12	0,094	0,25
>1000	не учитывается		
Переходное сопротивление рубильников при номинальных токах, А			
100			0,5
200			0,4
400			0,2
600			0,15
1000			0,08
Сопротивление первичных обмоток ТТ при коэффициенте трансформации			
100/5	1,70; 0,75	2,70; 0,70	
150/5	0,75; 0,33	1,20; 0,30	
200/5	0,42; 0,19	0,67; 0,17	
300/5	0,20; 0,08	0,30; 0,08	
400/5	0,11; 0,05	0,17; 0,04	
600/5	0,05; 0,02	0,07; 0,02	
$\geq 1000/5$	не учитывается		

Асинхронные двигатели учитываются в том случае, если они непосредственно подключены к месту КЗ короткими ответвлениями до 5–6 м. Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ за первый период от асинхронного двигателя можно приближенно определить как

$$I_{\text{к.двиг}} = \frac{0,9}{X_{*\text{двиг}}''} \cdot I_{\text{н.двиг}}, \quad (4.20)$$

где $X_{*\text{двиг}}'' = 0,2$ – относительное сверхпереходное индуктивное сопротивление двигателя; $I_{\text{н.двиг}}$ – номинальный ток двигателя.

Полное мгновенное значение ударного тока КЗ от питающей сети и двигателей составит

$$i_y = \sqrt{2} \cdot (K_y I_{\text{к}} + 4,5 \cdot I_{\text{н.двиг}}) = \sqrt{2} K_y I_{\text{к}} + 6,5 \cdot I_{\text{н.двиг}}.$$

Значение K_y в сетях напряжением до 1 кВ меньше, чем в сетях выше 1 кВ из-за большого активного сопротивления цепи КЗ. Значения K_y можно определить по кривым затухания или расчетом в зависимости от x_{Σ} / r_{Σ} , или постоянной времени апериодической составляющей

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{w \cdot r_{\Sigma}}.$$

В приближенных расчетах при определении i_y на шинах цеховых ТП мощностью 400–1000 кВА можно принимать $K_y = 1,3$, а при более удаленных точках КЗ – $K_y \approx 1,0$.

Особое внимание заслуживает расчет однофазных токов КЗ в сетях напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью, какой является сеть с $U_{\text{н}} = 0,38$ кВ, когда ток однофазного КЗ может оказаться меньше значений, достаточных для надежного срабатывания защиты цеховых сетей (автоматических выключателей или предохранителей). В этой связи производится проверка цеховой сети 0,38 кВ по условиям срабатывания защиты при однофазных КЗ.

В электроустановках с глухозаземленной нейтралью (сеть 0,38 кВ) при замыкании фазы на корпус необходимо обеспечить быстрое автоматическое отключение поврежденного участка ближайшим к месту КЗ аппаратом защиты для обеспечения безопасного обслуживания и сохранности электрооборудования. Достигается это созданием высокой проводимости в петле *фаза–нуль* за счет системы зануления. По ПУЭ проводимость зануляющего проводника должна быть порядка 50 % проводимости фазного проводника.

Требование по проводимости зануляющих проводников в сетях с напряжением меньше 1 кВ с глухозаземленной нейтралью трансформатора не освобождает от необходимости проверки на ток отключения аппаратов защиты линии.

В соответствии с требованиями ПУЭ к занулению, проводимость

петли фаза–нуль (КТП – ЭП – КТП) должна быть такой, при которой ток однофазного КЗ на корпус ЭП $I_{\text{КЗ}}^{(1)}$ превышал бы в определенное число раз (κ) номинальный ток аппарата защиты сети ($I_{\text{н.вст}}$, $I_{\text{н.расц}}$):

$$I_{\text{КЗ}}^{(1)} \geq \kappa I. \quad (4.21)$$

Значения κ приведены в табл. 4.5.

Таблица 4.5

Вид защитного аппарата	Кратность тока КЗ для помещений со средой	
	нормальная	взрывопожароопасная
Плавкий предохранитель $I = I_{\text{н.вст}}$	$I_{\text{КЗ}}^{(1)} \geq 3 I_{\text{н.вст}}$	$I_{\text{КЗ}}^{(1)} \geq 4 \cdot I_{\text{н.вст}}$
Автоматический выключатель с обратной зависимой от тока характеристикой $I = I_{\text{н.расц}}$	$I_{\text{КЗ}}^{(1)} \geq 3 \cdot I_{\text{н.расц}}$	$I_{\text{КЗ}}^{(1)} \geq 6 \cdot I_{\text{н.расц}}$
Автомат только с электромагнитным расцепителем (отсечкой) без зависимой части характеристики $I = I_{\text{уст. сраб. авт}}$	$I_{\text{КЗ}}^{(1)} \geq 1,4 \cdot I_{\text{уст. сраб. авт}}$ при $I_{\text{на}} \leq 100 \text{ A}$ $I_{\text{КЗ}}^{(1)} \geq 1,25 \cdot I_{\text{уст. сраб. авт}}$ при $I_{\text{на}} > 100 \text{ A}$	

Для расчета $I_{\text{КЗ}}^{(1)}$ по ПУЭ рекомендуется следующая упрощенная формула:

$$I_{\text{КЗ}}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_{\text{T}}}{3} + Z_{\text{n}}}, \quad (4.22)$$

где U_{ϕ} – фазное напряжение сети; $Z_{\text{T}}/3$ – сопротивление силового трансформатора при однофазном замыкании на корпус.

Значения $Z_{\text{T}}/3$ приведены в табл. 4.6.

Таблица 4.6

	При мощности трансформатора, кВА				
	160	250	400	630	1000
$Z_{\text{T}}/3$, МОм	54	35	19	14	9

В табл. 4.6 значения $Z_T/3$ приведены к напряжению 400 В при схеме соединения обмоток Δ/Y_0 .

Полное сопротивление петли: фазный – нулевой провод

$$Z_n = \sqrt{(R_\phi + R_d + R_n + R_{TT} + R_A)^2 + (X' + X'' + X_c + X_{TT} + X_A)^2}, \quad (4.23)$$

где R_ϕ, R_n – суммарные активные сопротивления фазного и нулевого проводов всех участков рассчитываемой цепочки (ТП – ЭП – ТП).

Для проводов из цветных металлов R_ϕ и R_n равны омическому сопротивлению при $f = 50$ Гц ($R = \frac{1}{\gamma} \cdot l / S$); R_d – сопротивление дуги

в точке КЗ принимается равным 0,03 Ом; R_{TT}, X_{TT} – активное и индуктивное сопротивление трансформатора тока $R_{TT} = 0,00015$ Ом; $X_{TT} = 0,00021$ Ом; R_A, X_A – активное и индуктивное сопротивление автоматических выключателей; $R_A = 0,0004$ Ом, $X_A = 0,00099$ Ом; X_c – сопротивление питающей системы, принимается равным 0,0032 Ом при мощности КЗ системы 100 и 200 МВА; X' – внешнее индуктивное сопротивление петли *фаза–нуль*, принимается равным 0,6 Ом/км; X'' – внутреннее индуктивное сопротивление проводов зануления. Учитывается только для проводов, выполненных из стали:

$$X'' = 0,6 \cdot R_{ст},$$

где $R_{ст}$ – величина активного сопротивления для различных профилей стали, определяется по кривым [13] при токах kI . Некоторые данные по сопротивлению труб приведены в приложении (табл. П. 4.2 и П. 4.2, а). Значение плотности тока в этих таблицах определяется как отношения тока, приведенные в табл. П. 4.2 и П. 4.2, а, к сечению трубы, в которой проложены провода. Например, плотность тока в трубе 3/4", в которой проложен провод, защищенный плавкой вставкой с $I_{н вст} = 100$ А, будет равен:

$$\frac{3 \cdot I_{н вст}}{\text{сечение трубы } 3/4''} = \frac{3 \cdot 100}{207} \approx 1,5 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}.$$

По табл. П.4.2 определяется удельное сопротивление трубы $R_0 = 1,59$ Ом/км, $X_0 = 0,95$ Ом/км.

Примеры расчета тока КЗ в сети до 1 кВ приведены в [5].

Из рассмотренной методики определения токов КЗ в сетях напряжением до 1 кВ следует:

- ток КЗ в сети напряжением до 1 кВ определяется сопротивлением (мощностью) трансформатора цеховой ТП, сопротивлениями элементов цеховой электрической сети и переходными сопротивлениями (включая сопротивление дуги в месте КЗ);

- поскольку цеховые ТП выпускаются комплектными, то все их оборудование (шкафы высокого и низкого напряжений с установленными в них автоматами, трансформаторами тока, шинами и другими элементами) рассчитано на длительный нормальный режим работы и отвечает требованиям устойчивости к токам КЗ в сети низкого напряжения трансформатора данной мощности;

- если в цеховой электрической сети применяются комплектные магистральные и распределительные шинопроводы, то выбор их по номинальному току позволяет, как правило, удовлетворять и требованиям устойчивости к действию тока КЗ.

Таким образом, во многих случаях отпадает необходимость в проверке оборудования напряжением до 1 кВ на устойчивость к токам КЗ.

В то же время расчет токов КЗ следует выполнять в случаях совместного питания силовых и осветительных нагрузок, если в осветительной сети применяются осветительные шинопроводы (ШОС), питающиеся от ШРА, так как динамическая стойкость ШОС составляет 5 кА, что ниже стойкости ШРА (15–35 кА).

Расчет токов КЗ в сети напряжением до 1 кВ является обязательным, если эта сеть выполнена кабелем или проводом в трубах, так как в этом случае необходима проверка сети и защитных аппаратов на термическую и динамическую стойкость, а также обязательно производится проверка цеховой сети 0,38 кВ по условиям срабатывания защиты при однофазных КЗ.

В табл. 4.7 приведены коммутационные и защитные аппараты сети до 1 кВ и параметры, по которым они выбираются. Их технические данные приведены в [18–20].

4.6. Защита цеховых электрических сетей

В цеховых сетях могут возникать следующие ненормальные по току режимы работы:

- увеличение тока вследствие перегрузки;

- увеличение тока в момент пуска или самозапуска двигателей;
- увеличение тока вследствие КЗ.

Короткие замыкания могут привести к пожару или даже взрыву, если не принять мер к быстрому отключению поврежденного участка линии, ЭП и т. п.

Таблица 4.7

Факторы, учитываемые при выборе проводников и аппаратов до 1 кВ

Тип аппарата или устройства	Номинальное напряжение	Номинальный ток	Динамическая стойкость	Термическая стойкость	Нагрузка вторичных цепей	Коммутационная способность	Характеристика токоограничения
Предохранитель	+	+	–	–	–	+	+
Трансформатор тока	+	+	+	+	+	–	–
Автоматический выключатель	+	+	(+)	–	–	+	+
Контактор и магнитный пускатель	+	+	–	–	–	+	–
Рубильник	+	+	+	+	–	+	–
Кабельные линии и провода	+	+	–	+	–	–	–
Шинопроводы	+	+	+	+	–	–	–

Менее опасны для линии перегрузки. Небольшие по величине и кратковременные перегрузки проводников не представляют для них непосредственно опасности, однако длительные перегрузки ведут к старению изоляции и снижению ее изоляционных свойств. В результате возможны травмы в случае прикосновения человека к проводу с поврежденной изоляцией или КЗ с указанными выше последствиями.

Защита от токов КЗ является обязательной для всех элементов сети, время ее действия должно быть минимальным для уменьшения термического и динамического эффектов от тока КЗ и необходимо, чтобы обеспечивалась селективность (избирательность) ее действия.

Перегрузка является менее опасной и в ряде случаев допускается отказ от применения защиты проводников от перегрузки.

Согласно ПУЭ, защита от перегрузки обязательна:

- для сетей внутри помещений, выполненных открыто проложенными проводниками с горючей наружной оболочкой или изоляцией;
- осветительных сетей в жилых и общественных зданиях, торговых помещениях, служебно-бытовых помещениях промышленных предприятий, включая сети для бытовых и переносных ЭП, а также в пожароопасных зонах;
- силовых сетей на промышленных предприятиях, в жилых и общественных зданиях, торговых помещениях – только в случаях, когда по условиям технологического процесса или по режиму работы сети может возникать длительная перегрузка проводников;
- проводников силовых, осветительных и вторичных цепей в сетях напряжением до 1 кВ во взрывоопасных зонах классов В-1, В-1а, В-П и В-Па.

Автоматами защиты электродвигателей, проводников и шинопроводов от воздействия больших токов в сетях напряжением до 1 кВ обычно служат плавкие предохранители (с набором плавких вставок) и автоматические выключатели с электромагнитными, полупроводниковыми или комбинированными расцепителями – устройствами, обеспечивающими отключение автомата при ненормальных по току режимах в сети.

4.6.1. Защита плавкими предохранителями

Предохранитель состоит из корпуса, в котором находится металлическая пластинка или нить, являющаяся искусственным ослабленным звеном в цепи тока. Ток, превышающий нормальный, нагревает плавкую вставку, вызывая ее расплавление.

Чем больше ток, тем быстрее повышается температура вставки и тем меньше требуется времени, чтобы вставка расплавилась.

По конструктивным признакам предохранители на напряжение до 1 кВ разделяются на две группы:

- без наполнителя разборные (ПР-1, ПР-2);
- с наполнителем (насыпные) неразборные и разборные (НПН-2, ПН-2).

По материалу вставки различают предохранители:

- с большой тепловой инерцией (свинец, его сплавы), выдерживающие значительные кратковременные перегрузки по току (рис. 4.4, а);
- безынерционные, с малой тепловой инерцией, т. е. с ограниченной способностью к перегрузкам (медь, серебро, цинк).

Предохранители обладают, по сравнению с другими аппаратами

защиты (автоматическими выключателями), рядом преимуществ, а именно:

- простота и надежность в эксплуатации,
- большая отключающая способность,
- быстрое действие, токоограничивающая способность,
- меньшая стоимость.

К недостаткам предохранителей следует отнести недостаточную надежность защиты от токов перегрузки, возможность работы ЭП на двух фазах при перегорании предохранителя в одной фазе, одноразовость действия плавкой вставки.

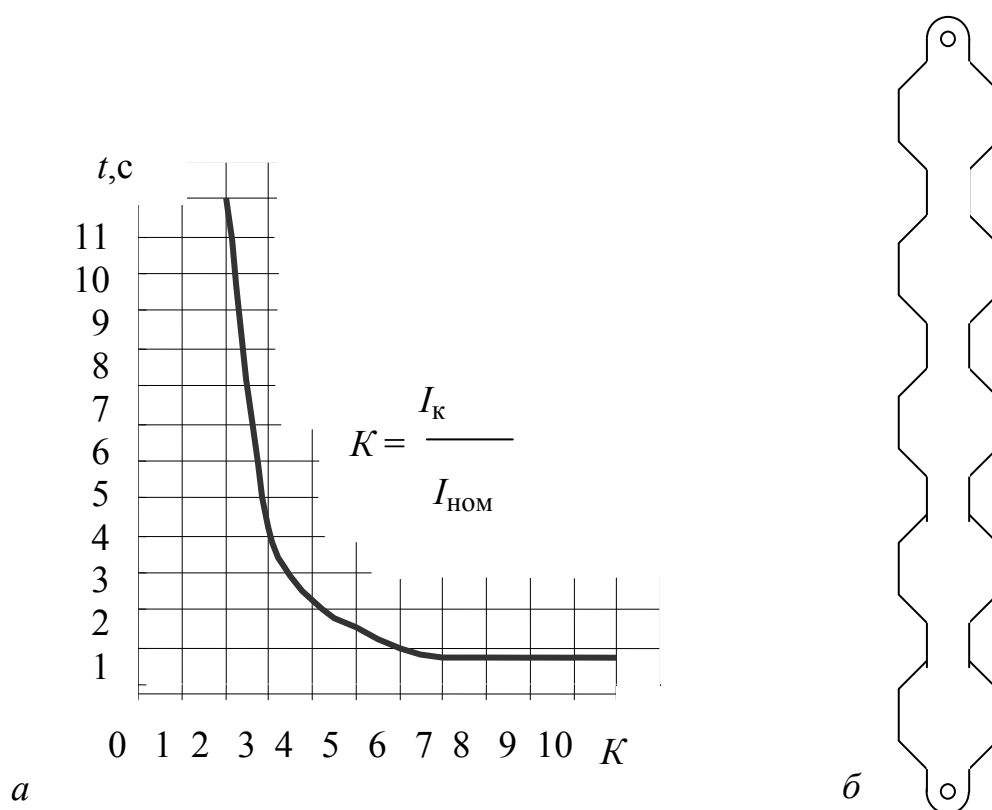


Рис. 4.4. Характеристика предохранителя (а) и форма плавкой вставки ПР-2 (б)

Принцип действия предохранителей рассмотрим на примере ПР (разборный газогенерирующий предохранитель). Рабочая часть ПР состоит из фибровой трубки, внутри которой находится плавкая вставка специальной формы из цинкового сплава (рис. 4.4, б). При расплавлении вставки в местах меньшего сечения возникает несколько электрических дуг и под действием высокой температуры некоторая часть внутренней части фибровой трубки разлагается, превращаясь в газ. Большое количество газа при высоком давлении (80–100 кг/см²) способствует

деионизации дуговых промежутков, вследствие чего дуга быстро гаснет. Процесс нагревания вставки различен при небольших токах (перегрузках) и токах КЗ. При перегрузке вставка нагревается сравнительно медленно, поэтому она не успевает расплавиться, если длительность перегрузки невелика. При токах КЗ узкие места вставки быстро нагреваются до $T_{\text{пл}}^o = 420^{\circ}\text{C}$ и все одновременно расплавляются. Вследствие появления нескольких дуг происходит активное выделение газа и дуга быстро гасится.

Примерное размещение предохранителей в радиальных схемах цеховых сетей показано на рис. 4.5. Выбор предохранителей для всех точек сети должен обеспечивать селективность (избирательность) их действия. При этом, естественно, предполагается размещение предохранителей по все убывающим величинам номинальных токов вставок.

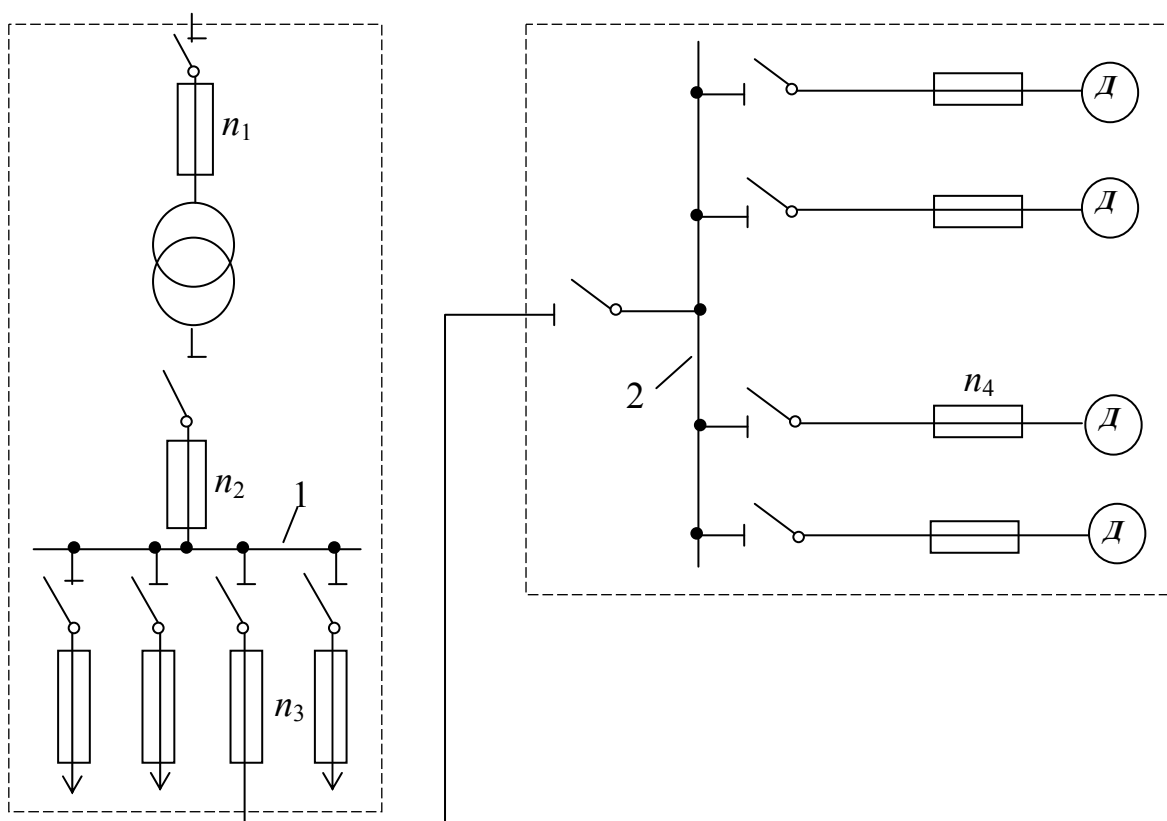


Рис. 4.5. Размещение предохранителей в радиальной схеме

На рис. 4.6 приведены защитные характеристики плавких вставок предохранителей типа ПН-2 напряжением 500 В, т. е. зависимость времени плавления вставки (медная) от проходящего по ней тока. Корпус ПН-2 заполнен кварцевым песком, что способствует быстрому гашению дуги.

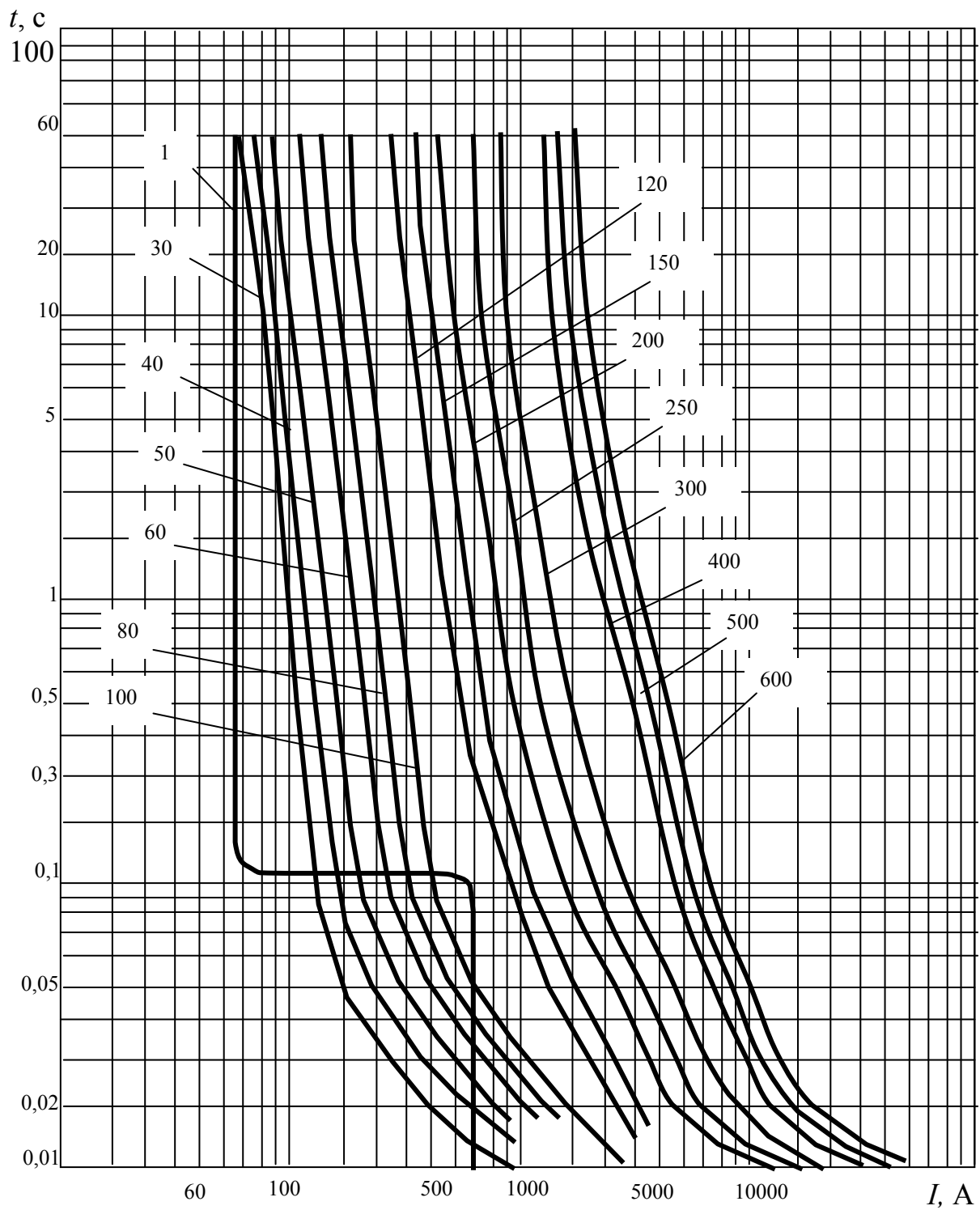


Рис. 4. 6. Зависимость времени плавления от тока для предохранителя ПН-2 (кривая 1 – пусковая характеристика асинхронного двигателя)

Защита электродвигателей (ЭД) плавкими предохранителями

Они должны защищать ЭД от токов КЗ, но не должны отключать цепь при пуске ЭД. Эти требования выполняются при соблюдении следующих условий (для плавких вставок с малой тепловой инерцией):

$$I_{н\text{ вст}} \geq I_{н\text{ дв}}, \quad (4.24)$$

$$I_{н\text{ вст}} \geq \frac{I_{\text{пуск дв}}}{K_{п}}, \quad (4.25)$$

где $I_{\text{пуск дв}}$ – пусковой ток ЭД, $K_{п}$ – коэффициент кратковременной тепловой перегрузки вставки, учитывающий условия пуска ЭД.

Для легкого пуска (время разгона не более 10 с) $K_{п} = 2,5$, для тяжелого – частые и длительные пуски (время разгона более 10 с) $K_{п} = 1,6-2,0$, для сварочных аппаратов $K_{п} = 1,6$; $I_{н\text{ вст}}$ выбирается по шкале наибольшим значением из (4.24) и (4.25).

Плавкие вставки с большой тепловой инерцией (свинец и его сплавы) выбираются по условию (4.24). Если известна пусковая характеристика ЭД $I_{\text{пуск дв}} = f(t)$ (кривая 1 на рис. 4.6), то, нанеся ее на семейство кривых $I_{н\text{ вст}} = \Phi(t)$, выбирается плавкая вставка с характеристикой, все точки которой лежат выше кривой $I_{\text{пуск дв}} = f(t)$.

Для проводов и кабелей, питающих группу ЭД от магистрали или силового распределительного шкафа (рис. 4.5), вместо $I_{\text{пуск дв}}$ в формуле (4.25) подставляют значение пикового тока линии, рассчитанного по выражению (2.32).

При выборе предохранителей необходимо также учитывать условие селективности их работы в сети. Учитывая разброс защитных характеристик плавких вставок (рис. 4.5), селективность защиты может быть обеспечена, если $I_{н\text{ вст}}$ нижележащей по току, например $П_4$ (рис. 4.5), будет различаться не менее, чем на две ступени шкалы (рис. 4.6) вышележащей ступени, например $П_3$.

Номинальный ток вставки для защиты ответвления, идущего к сварочному аппарату, выбирается из соотношения

$$I_{н\text{ вст}} \geq 1,2 \cdot I_{н\text{ св}} \cdot \sqrt{ПВ}, \quad (4.26)$$

где $I_{н\text{ св}}$ – номинальный ток сварочного аппарата при номинальной продолжительности включения.

Плавкие вставки для защиты трехфазных конденсаторных

установок выбираются из соотношения

$$I_{\text{н вст}} \geq \frac{n \cdot Q_{\text{к}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} \geq \frac{Q_{\text{нбк}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad (4.27)$$

$$I_{\text{н вст}} \leq \frac{1,6 \cdot n \cdot Q_{\text{к}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} \leq \frac{1,6 \cdot Q_{\text{нбк}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad (4.28)$$

где $Q_{\text{к}}$ – номинальная мощность одного конденсатора, кВАр; $U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение сети; n – общее количество конденсаторов в батарее (во всех фазах), штук.

По ПУЭ в некоторых случаях, при отсутствии ударных нагрузок, предохранители могут защищать ответвления от перегрузок при условии

$$I_{\text{н вст}} \leq 3 \cdot I_{\text{н доп}}, \quad (4.29)$$

где $I_{\text{н доп}}$ – нормированный по условиям нагрева ток выбранного сечения проводника.

Выбранные таким образом номинальные токи плавких вставок предохранителей должны соответствовать:

- кратностям допустимых длительных токов КЗ (см. табл. 4.1);
- кратностям токов однофазного КЗ в сетях 0,4 кВ с глухозаземленной нейтралью (см. табл. 4.5).

Дополнительно предохранители проверяются по предельному току отключения

$$I_{\text{пр откл}} \geq I_{\infty}, \quad (4.30)$$

где I_{∞} – трехфазный ток КЗ в месте установки предохранителя.

4.6.2. Защита автоматическими выключателями

Они предназначены для замены рубильников и предохранителей и являются более совершенными аппаратами защиты в сетях напряжением до 1 кВ, так как после отключения они готовы к быстрому повторному включению. Это аппараты многократного действия, снабженные устройствами выдержки времени, обеспечивающие избирательное действие защиты. Все автоматы имеют в каждой фазе максимальное токовое реле прямого действия, называемое расцепителем. Расцепитель состоит из двух элементов: нагревательного на основе биметаллической пластины, осуществляющего защиту от перегрузки с выдержкой времени, называемого тепловым, и электромагнитного элемента, осуществляющего максимальную токовую защиту с выдержкой или без выдержки времени – отсечку при токах КЗ. Некоторые типы ав-

томатов, например серии ВА-50, АЕ-2000 и др., кроме указанных расцепителей, имеют еще независимые и минимальные. Независимые – для дистанционного отключения автомата. Расцепитель минимального напряжения работает аналогично реле минимального напряжения и отключает выключатель при снижении напряжения в сети ($U_{\text{сети}} \leq 0,7 \cdot U_{\text{н}}$). Некоторые серии автоматов выпускаются с дистанционным приводом включения и отключения, что позволяет автоматизировать управление цеховыми ЭП. Ряд серий автоматов (А3700, ВА62, «Электрон») вместо теплового расцепителя максимального тока содержат полупроводниковый (может быть также и электромагнитный расцепитель).

Автоматы выпускаются двухполюсными для постоянного тока напряжением до 440 В включительно, двух- и трехполюсными – для переменного тока напряжением до 660 В включительно.

Номинальные токи автоматов – от 50 до 5000 А, и отключают токи КЗ в сетях 0,4 кВ от 10 кА до 65 кА (серии «Электрон»), что соответствует мощности трансформатора до 2500 кВА.

В осветительных сетях 220–380 В, имеющих глухозаземляющую нейтраль, желательно применять однополюсные автоматы. В этом случае при замыкании на землю отключается только треть светильников.

Автоматические выключатели обеспечивают защиту от перегрузок:

- с помощью тепловых расцепителей, действующих с выдержкой времени, обратнозависимой от тока перегрузки;
- расцепителями с часовым механизмом (с обратнозависимой от тока характеристикой);
- с помощью полупроводниковых расцепителей (с обратнозависимой от тока характеристикой);
- комбинированными расцепителями, обеспечивающими защиту от перегрузок (с обратнозависимой от тока характеристикой) и токов КЗ мгновенного действия и с выдержкой времени, обеспечивающей селективность действия.

Комбинированный расцепитель автомата (II тип расцепителя) может быть тепловой с часовым механизмом, и полупроводниковый с обратнозависимой от тока характеристикой, и электромагнитный максимального тока (серии А3100, А3700, ВА50) или полупроводниковый (серии А3700, «Электрон» и др.), обеспечивающий защиту как от перегрузок, так и от токов КЗ (см. рис. П. 4.3 в приложении).

Автоматические выключатели для защиты только от токов КЗ имеют один расцепитель максимального тока – электромагнитный или

полупроводниковый с мгновенным действием при КЗ (I тип расцепителя) или с выдержкой времени для обеспечения селективности действия (III тип расцепителя), а также имеют регулировку уставки срабатывания выключателя (А3700 и др.).

Приведем классификацию выключателей серии ВА53-41, ВА55-41 и ВА56-41 и их различия.

Указанные выключатели различаются: по максимально токовой защите (ВА53 – токоограничивающие с полупроводниковыми максимальными расцепителями тока для защиты в зоне токов перегрузки и короткого замыкания и для защиты от однофазных КЗ; ВА55 – с полупроводниковыми максимальными расцепителями тока с выдержкой времени для защиты в зоне токов перегрузки и КЗ и для защиты от однофазных КЗ; ВА56 – автоматические без максимальных расцепителей тока, разработанные на базе ВА55); по числу полюсов (двух- и трехполюсные, в одном габарите); по способу присоединения внешних проводников к выводам главной цепи (переднее и заднее присоединение – выключатели стационарного исполнения; заднее присоединение – выключатели выдвижного исполнения).

Промышленностью выпускаются автоматические выключатели серии А3700, «Электрон», АЕ25, АЕ1000, АЕ2000, ВА50; не выпускаются, но находятся в эксплуатации автоматические выключатели серий АВМ и А3100. В приложении табл. П. 4.4–П.4.8 приведены технические данные автоматических выключателей серии «Электрон», АЕ2000, ВА50, А3700 и защитные характеристики с комбинированными расцепителями. По другим выключателям см. [3, 18–20].

Выбор автоматических выключателей

Выключатели характеризуются следующими величинами:

- номинальным током автомата $I_{на}$;
- номинальным током расцепителя автомата $I_{н\ расц}$, так как в один и тот же автомат могут быть встроены различные по току расцепители, рассчитанные на различные номинальные токи, при этом должно выполняться условие $I_{на} \geq I_{н\ расц}$; уставками срабатывания по току и времени при перегрузках ($I_{перегр}$, $t_{перегр}$) и коротких замыканиях ($I_{кз}$, $I_{мгн}$), называемых отсечками, а для селективных автоматов уставками выдержки времени срабатывания при КЗ в сети – $t_{кз}$, а для неселективных автоматов – собственное время срабатывания при КЗ в сети ($I_{кз} \geq I_{уст.авт}$). Например, на чертеже возле автомата надпись – АВМ20С $I_{н.расц} = 1500$ А (1800/8000, $t_{кз} = 0,4$ с). Это означает, что для защиты сети использован автомат типа АВМ с расцепителем III типа (селективный),

рассчитанный на 2000 А. В него встроен расцепитель на $I_H = 1500$ А. Автомат начнет срабатывать при токах перегрузки $I_{пер} = 1800$ А (с выдержкой времени не менее 3 с) и токах КЗ $I_{кз} = 8000$ А с выдержкой времени, равной 0,4 с.

С учетом вышесказанного выбор аппаратов защиты производится по трем условиям на основании технических условий и каталогов на автоматы, которые сведены в табл. 4.8.

Условие 1. Номинальный ток автомата и его расцепителя не должны быть меньше расчетного тока I_m защищаемой линии или номинального тока электроприемника I_H . При этом номинальные токи расцепителей автоматических выключателей должны быть минимально возможными.

Условие 2. Для того, чтобы электроприемник или участок сети не отключался при пуске или кратковременных перегрузках ($I_{пуск}$, $I_{пик}$), аппарат защиты должен быть выбран с учетом кратковременных перегрузок в нормальном или послеаварийном режимах. Аппарат защиты для электроприемников, не имеющих пусковых токов, выбирается без учета этого условия. Это условие для различных автоматов различно и содержится в 4-м столбце табл. 4.8.

Условие 3. Уставки защитных аппаратов должны быть проверены на селективность действия последовательно включенных аппаратов защиты, чтобы при каждом нарушении нормального режима отключался только поврежденный участок, но не срабатывали защитные аппараты в высших звеньях (см. 5-й столбец табл. 4.8). Проверку селективности действия защит производят по типовым времятоковым характеристикам примененных аппаратов с учетом разброса характеристик (± 15 – 25 % от среднего значения) и по рассчитанным токам КЗ в защищаемой сети построением карты селективности действия защит или по соотношениям, приведенным в табл. 4.8.

Окончательную проверку делают после выбора конструкции сети, защитных аппаратов, проводников и расчета токов КЗ.

Таблица 4.8

Условия выбора автоматических выключателей и предохранителей

Тип автомата	Тип расцепителя	Условия выбора		
		По нагреву расчетным током	По условиям перегрузки пусковыми токами ($I_{\text{пуск}}$) или пиками нагрузки ($I_{\text{пик}}$)	По условиям селективности
1	2	3	4	5
«Электрон» (регулируемые)	Полупроводниковое реле МТЗ 1 и III типа (селективные)	$I_{\text{н.расц}} \geq I_{\text{м}} \approx I_{\text{нэп}}$	1. $I_{\text{кз расц}} \geq 1,5 \cdot I_{\text{пуск}}$ 2. $t_{\text{перегр}} \geq 1,5 \cdot t_{\text{пуск}}$	$t_{\text{ср}}$ вышележащей $\geq 1,5 \cdot t_{\text{ср}}$ нижележащей ступени $t_{\text{откл}} = t_{\text{мгн}} = 0,25; 0,45; 0,7 \text{ с}$
	II и IV типа (неселективные) мгновенного действия			неселективные для ЭО6 $t_{\text{откл}} = t_{\text{мгн}} = 0,025-0,035 \text{ с}$, для остальных $t_{\text{откл}} = t_{\text{мгн}} = 0,045-0,06 \text{ с}$
АВМ	I типа (неселективный с защитой только от токов КЗ) АВМ....Б		$I_{\text{мгн}} = 1,25 \cdot I_{\text{пуск}}$	$t_{\text{мгн}} = 0,03-0,095 \text{ с}$ Селективность не обеспечивается, если расчетный ток КЗ в линии, защищаемой меньшим выключателем, превышает $I_{\text{мгн}}''$ или $I_{\text{кз}}''$ большего выключателя
	II типа (неселективный с защитой от перегрузки и от токов КЗ) АВМ....Н		1. $I_{\text{кз}} \geq I_{\text{пуск}}$ 2. $t_{\text{перегр}} > 1,5 \cdot t_{\text{пуск}}$	
	III типа (селективный с защитой от перегрузки и от токов КЗ) АВМ....С		$I_{\text{кз}} \geq I_{\text{пуск}}$ $t_{\text{перегр}} \geq 1,5 \cdot t_{\text{пуск}}$	$I_{\text{перегр}}, I_{\text{кз}}$ большего выключателя превышает эти уставки у меньшего выключателя $t_{\text{кз}} = 0,25; 0,4; 0,6 \text{ с}$

Продолжение табл. 4.8

1	2	3	4	5
А-3700 (регулируемые)	а) Полупроводниковый с защитой в зонах перегрузки и зонах КЗ (селективный) А3733-А3734, А3793-А3794	$I_{н,расц} \geq I_M$ $I_{н,расц} \geq I_{нэп}$	<ol style="list-style-type: none"> $I_{кз} \geq 1,5 \cdot I_{пуск}$ $t_{перепр} \geq 1,5 \cdot t_{пуск}$ 	как у «Электрона» с реле I и III типов $t_{кз} = 0,1; 0,25; 0,4$ с
	б) Расцепитель полупроводниковый, но без защиты в зоне перегрузок (селективный в зоне КЗ) А3733-А3734, А3703-А3794		$I_{кз} \geq 1,5 \cdot I_{пуск}$	$t_{сраб}$ вышележащей ступени $\geq 1,5 \cdot t_{сраб}$ нижележащей ступени $t_{кз} = 0,1; 0,25; 0,4$ с
А-3700 (нерегулируемые)	С полупроводниковым расцепителем как в пункте «а», но без выдержки времени в зоне токов КЗ (неселективный) плюс электромагнит. расцепитель, действ. при токах в 8,5–10 раз превышающих $I_{нр}$ А3713-А3793, А3714-А3794		<ol style="list-style-type: none"> $I_{кз} \geq 1,5 \cdot I_{пуск}$ $t_{перепр} \geq 1,5 \cdot t_{пуск}$ 	неселективный время отключения при КЗ в сети $t_{кз} \leq 0,04$ с
	С расцепителем только максим. тока (нерегулир.) А3711-А3741 А3712-А3792		$I_{мгн} \geq 1,25 \cdot I_{пуск}$	неселективный $t_{кз} \leq 0,04$ с
	Расцепитель комбинированный (термобиметаллический и электромагнитный) нерегулируемый А3715-А3795 А3716-А3796		по заводским характеристикам или так же, как и у автомата А3100	неселективный $t_{кз} \approx 0,015-0,06$ с

1	2	3	4	5
А-3100 (нерегулируемые)	1. Комбинированный (термобиметаллический и электромагнитный)	$I_{н.расц} \gtrsim I_M$ $I_{н.расц} \gtrsim I_{нэл}$	по заводским характеристикам или $I_{н.расц} \geq \frac{I_{пуск}}{K},$ К – определяется по табл. 5.1а (2)	неселективные $t_{кз} \approx 0,015-0,06 \text{ с}$
	2. Электромагнитный		$I_{н.расц} \geq \frac{I_{пуск}}{K},$ К – по табл. 5.1а в графе «длительностью пуска до 2 с»	то же
АЕ-2000 (регулируемые)	1. Комбинированный 2. Электромагнитный		по заводским характеристикам	неселективные $t_{отс} \approx 0,01-0,03 \text{ с}$

Построение карты селективности действия аппаратов защиты

В сетях напряжением до 1 кВ, как и в сетях выше 1 кВ, необходимо обеспечить селективность действия защиты. Число ступеней защиты должно быть не более трех-четырёх: ответвления к ЭП, распределительному шкафу или шинопроводу и магистраль от трансформатора. Например, как показано на рис. 4.5, при повреждении одного из ЭД должен сработать его предохранитель П₄, отключив только поврежденный ЭП, при повреждении на линии должен сработать предохранитель П₃, а не П₂. Селективность в работе предохранителей будет обеспечена, если $I_{н\text{ вст}}$ по направлению потока энергии различаются не менее, чем на две ступени (рис. 4.6).

Для более наглядного представления о правильности действий защиты строится карта селективности. В логарифмическом масштабе по оси абсцисс откладываются токи расчетные, пиковые, пусковые и КЗ; по оси ординат – времена действия пиковых, пусковых токов и времена срабатывания защит по защитным характеристикам. Пример построения карты селективности показан на рис. 4.7, 4.8.

Пусковые характеристики небольших ЭД изображаются в виде прямоугольника (по оси абсцисс откладываются $I_{\text{пуск}}$, переходящий при $t > t_{\text{пуск}}$ в $I_{\text{н}}$, по оси ординат – время пуска). Аналогично изображаются и $I_{\text{пик}}$ в линии, питающей группу ЭП (линии 1,2,4,5,7,8 на рис. 4.8).

Перед построением карты селективности строят цепочку защит, начиная с вводного автомата на ТП до какого-либо ЭП, чаще до наиболее удаленного и мощного (рис. 4.7). На цепочке указываются все необходимые данные о токах на каждом ее участке в нормальном режиме и при КЗ, данные аппаратов защиты в этой цепочке и уставки их срабатывания. Технические данные и защитные характеристики некоторых автоматических выключателей приведены в приложении (табл. П. 4.3 – П. 4.6) и в [3,18–20]. Подбор защитных характеристик по карте селективности может привести к необходимости увеличения токов плавких вставок и уставок автоматов на высших ступенях для соблюдения селективности. При этом нужно проверить, соблюдаются ли соотношения 4.2–4.4.

4.6.3. Выбор автоматических выключателей для защиты конденсаторных установок

Автоматы должны иметь расцепитель, обеспечивающий защиту от перегрузок и токов КЗ с плавким регулированием тока уставки в [20].

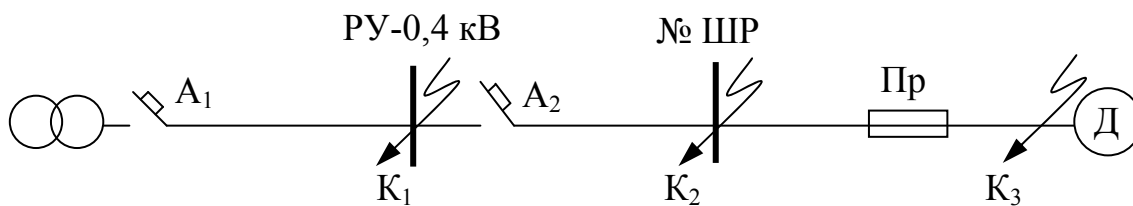
Номинальный ток расцепителя

$$I_{\text{н.расц}} \geq \frac{n \cdot Q_{\text{к}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}},$$

где $Q_{\text{к}}$ – номинальная мощность одного конденсатора, кВАр; $U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение сети, кВ; n – общее количество конденсаторов в батарее (во всех фазах), штук.

Уставка тока срабатывания расцепителя при перегрузке выбирается, исходя из 30%-й перегрузочной способности конденсаторов

$$I_{\text{пер}} \leq \frac{1,3 \cdot n \cdot Q_{\text{к}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}.$$



$$S_{HT} = 1000 \text{ кВА}$$

$$I_{HT} = 1500 \text{ А}$$

$$1,4 \times I_{HD} = 2100 \text{ А}$$

$$I_{m.шр} = 145 \text{ А}$$

$$I_{пик.шр} = 320 \text{ А}$$

$$I_{HD} = 25 \text{ А}$$

$$I_{пуск} = 125 \text{ А}$$

Обозначение аппаратов

A₁

A₂

Пр

защиты на схеме

Технические данные:

марка

Э16В

А3716Ф

ПН2

номинальный ток, А

1600

160

100

Уставки срабатывания по

току, А

при перегрузке

2000

$1,15 I_{н.т.расц}$

при КЗ

$7 I_{н.расц}$

1600

60

Уставки срабатывания по

времени, с

при перегрузке

100

5

при КЗ

0,45

0,25

Рис. 4.7. Цепочка защит для построения карты селективности (к рис. 4.8): А1 – автомат ввода в РУ-0,4 кВ ТП 6-10/0,4 кВ; А2 – линейный автомат для защиты ШР; Пр – предохранитель; К1, К2, К3 – точки КЗ; РУ-0,4 кВ – типы подстанции; ШР – шкаф распределительный; Д – двигатель или какой-нибудь другой ЭП; на цепочке также указаны максимальные расчетные и пусковые (пиковые) токи на различных участках цепочки

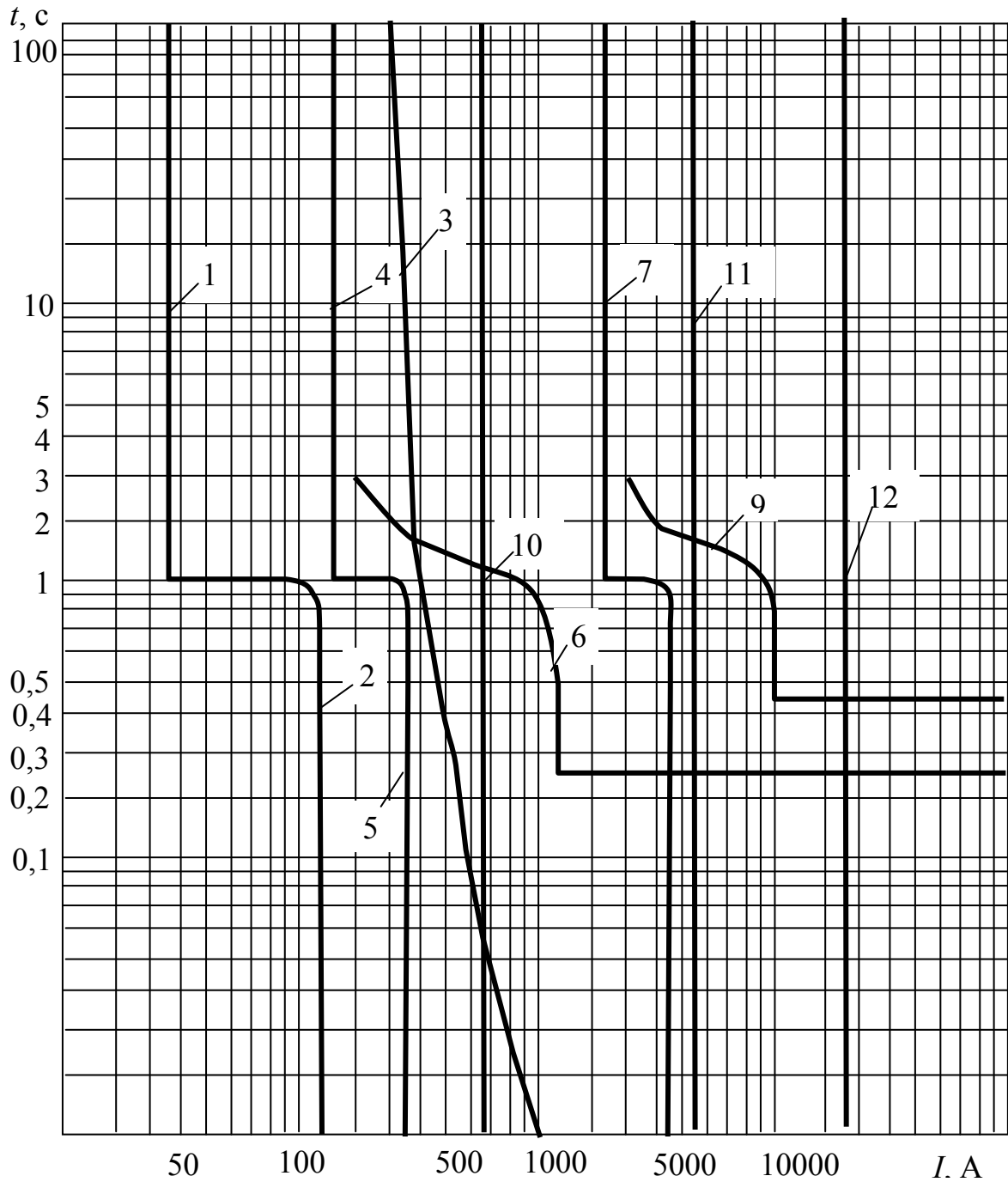


Рис. 4.8. Карта селективного действия защиты в установках до 1 кВ:
 1 – номинальный ток двигателя; 2 – его пусковой ток; 3 – характеристики плавкой вставки; 4,5 – расчетный и пиковый токи силового шкафа ШР; 6 – характеристика А3716 $\Phi I = 160$; 7,8 – расчетные и пиковые токи подстанции; 9 – характеристика Э161 $I = 1600$ А; 10,11,12 – точки КЗ в точках K_3, K_2, K_1

4.7. Места установки аппаратов защиты и указания к расчету цеховой сети

Согласно ПУЭ аппараты защиты следует располагать по возможности в доступных для обслуживания местах таким образом, чтобы была исключена возможность их механических повреждений и чтобы при оперировании с ними или при действии была исключена опасность для обслуживающего персонала и окружающих предметов.

Аппараты защиты следует устанавливать во всех местах сети, где сечение проводника уменьшается или в местах, где это необходимо для соблюдения селективности, при этом они должны устанавливаться непосредственно в местах присоединения защищаемых проводников к питающей линии. Допускается в случае необходимости принимать длину участка между питающей линией и защитным аппаратом ответвления до 6 м. Проводники на этом участке могут иметь сечения меньше сечения питающей линии, но не менее сечения проводников после аппарата защиты. Проводники при этом должны быть проложены в трубах или иметь негорючую оболочку, открытая прокладка – в непожароопасных помещениях по несгораемым поверхностям.

Для ответвлений, выполняемых в труднодоступных местах (на большой высоте), аппараты защиты допускается устанавливать на расстоянии до 30 м от точки ответвления в удобном для обслуживания месте (например, на вводе в распределительный пункт, в пускателе электроприемника). При этом сечение проводников ответвления должно быть не менее сечения, определяемого расчетным током, но должно обеспечивать не менее 10 % пропускной способности защищаемого участка питающей линии, а проводники должны быть проложены в трубах или иметь негорючую оболочку.

При защите сетей предохранителями последние должны устанавливаться на всех нормально незаземленных полюсах или фазах. При защите сетей автоматическими выключателями максимальные расцепители должны устанавливаться на всех нормально незаземленных полюсах или фазах.

Расчет цеховой сети необходимо начинать после того, как выбрана в основном схема электроснабжения, намечены места установки цеховых ТП и распределительных шкафов для подключения ЭП, рассчитаны нагрузки по узлам цеховой сети (ШР, РП) и выбран тип подстанции с соответствующей коммутирующей и защитной аппаратурой.

Прежде всего, на плане цеха с расположением технологического оборудования намечается наиболее рациональный вариант схемы (радиальной, магистральной, смешанной) питающей и распределительной се-

ти для всех ЭП цеха, а также типы распределительных шкафов и шинопроводов с учетом мощности ЭП и категории надежности электроснабжения (для сетей ответственного назначения использование предохранителей для защиты не рекомендуется).

Электрическое оборудование и проводки на планах обозначаются по ГОСТ 2.754–72. Кроме условных обозначений, на плане силовой или осветительной сети даются надписи и необходимые пояснения (подробно об этом см. [2]).

Конструирование распределительной сети необходимо вести с учетом возможного количества присоединений к шкафу или шинопроводу (желательно предусмотреть в шкафу 10–15 % резерва), типа и номиналов защитной аппаратуры, установленной в шкафах. Следовательно, для правильного выбора номера схемы ШР необходимо рассчитать и выбрать аппараты защиты для всех ЭП, присоединяемых к данному ШР или РП (см. приложения в [3]).

Выбранную предварительно схему цеховой электросети следует нанести на план цеха четкими линиями с указанием установленных ШР, обозначив и пронумеровав сетевые участки (шинопроводы, кабели, ШР), для которых необходимо определить расчетные нагрузки.

На рис. 4.9, а также в [3] показано, как следует выполнять принципиальную схему электроснабжения совместно со схемой цеховой подстанции. На схеме изображены: вся коммутационная аппаратура, марки проводов и кабелей и намеченные способы их прокладки в цехе. При этом на схеме должно быть не более трех последовательных степеней защиты для ЭП, запитанных от распределительных шкафов (ШР) (автомат ввода низкого напряжения в РУ 0,4 кВ, автомат или предохранители на линиях, отходящих к ШР от ТП, и автоматы или предохранители на линиях ШР–ЭП), и две ступени для мощных ЭП, запитанных непосредственно от ТП, не считая аппарата управления самим ЭП.

Расчеты по отклонениям напряжения (табл. 4.3) и токам КЗ проводятся для одной цепочки, начиная с ГПП или ЦРП до наиболее мощного и удаленного ЭП. До начала расчетов следует составить расчетную схему по образцу рис. 4.7 с указанием всех коммутирующих и защитных в данной цепочке, их номинальных токов и уставок трогания защиты при КЗ, а также сечений проводов, шинопроводов и кабелей, а для определения токов однофазного КЗ – материал и сечения проводников зануления, а затем составить схемы замещения для расчета трехфазного и однофазного токов КЗ. Расчетные точки КЗ для проверки аппаратов на термическую и динамическую устойчивость и отключающую способность нужно выбрать в начале защищаемого участка, а для проверки надежности отключения КЗ в конце защищаемой линии также и в конце

линии. Обычно для проверки аппаратов защиты достаточно рассмотреть в низковольтной сети три-четыре точки КЗ (на шинах 0,4 кВ ТП, шинах распределительных шкафов и у электроприемника).

Более полные сведения по окончательно выбранной и рассчитанной цеховой сети сводятся в табл. П. 4.15.

Вопросы и задания для самопроверки

1. Основная задача расчета цеховых электрических сетей.
2. Особенности расчета этих сетей.
3. Что является определяющим для сетей до 1 кВ в выборе сечения проводника?
4. Какие расчеты производятся при выборе проводника по техническим условиям?
5. Дайте определение «минимально допустимое сечение проводника».
6. Поясните сущность выбора сечения проводника по условиям нагрева и согласования выбранного сечения проводника с аппаратами защиты.
7. Приведите формулу, по которой проверяется принятое сечение проводника на термическую стойкость.
8. Порядок построения эпюры отклонения напряжения для цепочки линий от ГПП или ЦРП до самого удаленного и мощность электроприемника.
9. Особенности расчетов токов КЗ в сетях напряжением до 1 кВ и порядок расчета.
10. Для чего производится расчет тока КЗ в петле *фаза–нуль*?
11. Выбор аппаратов защиты в сетях до 1 кВ.
12. Поясните порядок построения карты селективности и для чего она строится.

Тип шкафа на подстанции									
Тип трансформатора									
Тип автомата									
Ном. ток автомата									
Ном.ток расцепителя автомата	Ток замедл. сраб. Ток мгно. сраб.								
Марка Сечение отходящих линий									
Токоприемник	Условное обозначение								
	Номер по плану			27Д 1	ККУ	34			
	Тип			ПР-9232		Кку 0,38	Вдм-1601		
	$P_{уст}$, кВт			115,26	200,0	-280	122,5		
	$I_{расч}$, А			176,0	480,0	-430	187,0		
Наименование механизма				Рабочее освещение	Полиров. станок	Комплект конденс.	Выпрямитель сварочн.	Резерв	
Шинопровод, тип		ШМА 68-Н		$P_p = 299,4$ кВт			$I_p = 672$ А		
Марка Сечение отходящей линии		АВВГ-3х120 + 1х35		АВВГ-2(3х120 + 1х35)		АВВГ-3х120 + 1х35		АВВГ-3х120 + 1х35	
Пускорегулирующий аппарат		АВВГ-3х120 + 1х35		АВВГ-2(3х120 + 1х35)		АВВГ-3х120 + 1х35		АВВГ-3х120 + 1х35	
<i>Условное обозначение</i>									
Номер по плану		1 шр		8 АС		4 ШР		31 АС	
Тип		ПР 11		Опр6-2м		ПР		Адс1	
$P_{уст}$, кВт		7,5		270,0		26,8		55,0	
$I_{расч}$, А		17,5		410		61,0		121	
Наименование токоприемника		Шкаф распределительный		Установ. плазм. дуговой сварки		Шкаф распредел.		Автомат дуговой сварки	
								Шкаф распредел.	
								Установ. листоштамповочная	
								Шкаф распределительный	

Рис. 4. 9. Принципиальная однолинейная схема питающей силовой сети цеха совместно со схемой однотрансформаторной КТП 1х 1000 кВА

5. ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ И ИХ ТИПА

При решении этого вопроса руководствуются следующими положениями:

- число трансформаторов на подстанции определяется из условия надежности питания с учетом категории потребителей электроэнергии;
- намечаются возможные варианты мощности трансформаторов с учетом допустимой их перегрузки в рабочем и послеаварийном режимах, и на основании технико-экономического сопоставления выбирается приемлемый вариант с учетом возможного увеличения нагрузок.

Трансформаторные подстанции должны размещаться как можно ближе к центру электрических нагрузок. Для этого должны применяться внутрицеховые ТП, а также встроенные в здание цеха или пристроенные к нему ТП, питающие отдельные цеха или их части.

ТП должны размещаться вне цеха только при невозможности размещения внутри его или при расположении части нагрузок вне цеха.

Применение внешних, отдельно стоящих цеховых ТП целесообразно:

- при питании от одной ТП нескольких цехов;
- при наличии в цехах взрывоопасных производств;
- при невозможности расположения ТП внутри цеха по соображениям производственного характера.

Однотрансформаторные цеховые ТП применяются при ЭП, допускающих перерыв в электроснабжении на время доставки «складского» резерва или при резервировании, осуществляемом по перемычкам на вторичном напряжении.

Двухтрансформаторные цеховые ТП применяются при преобладании потребителей I и II категорий, а также при наличии неравномерного суточного или годового графика нагрузок.

Цеховые ТП с числом трансформаторов более двух применяются при обосновании необходимости их применения, а также в случаях установки отдельных трансформаторов для питания силовых и осветительных нагрузок.

Радиальное питание небольшой мощности однотрансформаторных ТП (до 630 кВА) производится по одиночной радиальной линии без резервирования по высокому напряжению при отсутствии потребителей I категории. Взаимное резервирование в объеме 25–30 % на однотрансформаторных ТП следует осуществлять перемычками напряжением до 1 кВ (при схеме «трансформатор–магистраль») для отдельных ТП, где

резервирование необходимо.

Радиальные схемы цеховых двухтрансформаторных бесшинных ТП следует осуществлять от разных секций РП, питая каждый трансформатор отдельной линией. Каждую линию и трансформатор рассчитывают на покрытие нагрузок I категории и основных нагрузок II категории при аварийном режиме. При отсутствии данных о характере нагрузок каждая линия и каждый трансформатор цеховой ТП выбирается предварительно из расчета: мощность трансформатора должна составлять 80–90 % от расчетной мощности нагрузок, подключаемых к ТП.

Магистральные схемы питания ТП должны применяться:

- при линейном расположении ТП, обеспечивающего прямое прохождение магистралей от источника питания до потребителей. Число трансформаторов, присоединенных к одной магистрали, должно быть 2–3 при мощности трансформатора 1600–2500 кВА и 4–5 при мощности 250–630 кВА %;

- при необходимости резервирования ТП от другого ИП в случае планового или аварийного выхода из работы основного питающего пункта;

- во всех других случаях, когда магистральные схемы имеют технико-экономические преимущества по сравнению с другими схемами.

При выборе числа и мощности трансформаторов цеховых ТП рекомендуется [20]:

- применять трансформаторы мощностью более 1000 кВА при наличии группы ЭП большой мощности (например электропечей) или значительного числа однофазных ЭП, а также при наличии ЭП с частыми пиками нагрузок (например электросварочных установок) и в цехах с высокой плотностью нагрузки;

- стремиться к возможно большей однотипности трансформаторов цеховых ТП;

- выбирать при двухтрансформаторных ТП, а также при однотрансформаторных ТП с магистральной схемой электроснабжения мощность каждого трансформатора с таким расчетом, чтобы при выходе из работы одного трансформатора оставшийся в работе мог нести всю нагрузку потребителей I и II категорий, потребители III категории временно отключаются. В этом случае при загрузке трансформатора на 0,7 его номинальной мощности при отключении одного из них на ТП оставшийся в работе трансформатор будет загружен до 1,4.

Согласно [38, 40] рекомендуется применять следующие коэффициенты загрузки трансформаторов:

- при преобладании нагрузок II категории на двухтрансформа-

торных ТП $K_3 = 0,65-0,7$;

- при преобладании нагрузок II категории на двухтрансформаторных ТП и взаимном резервировании на вторичном напряжении $K_3 = 0,7-0,8$;

- при преобладании нагрузок II категории и наличии складского резерва трансформаторов, а также при нагрузках III категории $K_3 = 0,9-0,95$.

При выборе числа и мощности трансформаторов цеховых ТП одновременно должен решаться вопрос об экономически целесообразной величине реактивной мощности (Q_1), передаваемой этими трансформаторами в сеть напряжением до 1 кВ, идеи и методика такого выбора были впервые изложены в [22], а подробнее об этом в [3]. Для облегчения таких расчетов была разработана новая методика [8], позволяющая вести расчеты с помощью графиков и номограмм, но в этом случае теряется физический смысл расчетов и в настоящем пособии ею не будем пользоваться.

Рассмотрим два случая выбора числа и мощности трансформаторов цеховых ТП.

1. Крупное предприятие с присоединением в сети 6–10 кВ большого числа трансформаторов.

В этом случае номинальные мощности трансформаторов ($S_{н.тр}$) определяются плотностью нагрузки цехов (производств) и выбираются, как правило, одинаковыми для всей группы цехов (производств). Удельная плотность нагрузки определяется по формуле

$$\sigma = \frac{S_{mнн}}{F_{ц}},$$

где $S_{mнн}$ – суммарная полная расчетная низковольтная нагрузка цехов, кВА; $F_{ц}$ – площадь всех цехов предприятия, м².

Рекомендуемые номинальные мощности трансформаторов для различных плотностей нагрузок приведены в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Удельная плотность нагрузки, σ , кВА/м ²	Рекомендуемая номинальная мощность трансформатора, $S_{н.тр}$, кВА
менее 0,2	до 1000
0,20–0,5	1000 – 1600
более 0,5	1600 – 2500

Стоимость комплектных ТП очень высока и поэтому при выборе средств компенсации реактивной мощности решающее значение имеет число установленных трансформаторов. Минимальное возможное число трансформаторов определяется по формуле

$$N_{\min} = \frac{P_m}{\beta_m \cdot S_{\text{н.тр}}}, \quad (5.1)$$

где P_m – расчетная активная мощность технологически связанных нагрузок (обычно принимается среднее $P_{\text{см}}$ за наиболее загруженную смену), МВт; β_m – рекомендуемый коэффициент загрузки трансформатора; $S_{\text{н.тр}}$ – номинальная мощность одного трансформатора, МВА.

Полученное значение N_{\min} округляется до ближайшего большего целого числа.

Наибольшая реактивная мощность Q_1 , которая может быть передана в сеть напряжением до 1 кВ из сети 6–10 кВ без увеличения числа трансформаторов, определяется по формуле

$$Q_1 = \sqrt{(N \beta_m S_{\text{н.тр}})^2 - P_m^2}. \quad (5.2)$$

Далее, для решения поставленной задачи необходимо сравнить расчетные затраты для вариантов с N_{\min} с числом трансформаторов, увеличенных на один и на два. Величина затрат для первого варианта (при N_{\min}) определяется как сумма затрат на генерацию Q_1 – на стороне 6–10 кВ и затрат на установку БК в сетях напряжением до 1 кВ, мощность которых находится из условия баланса реактивных мощностей в этих сетях.

Для второго и третьего вариантов должны учитываться затраты на дополнительную установку соответственно одного или двух трансформаторов.

Изменениями величины потерь электроэнергии при изменении числа трансформаторов на один или два можно пренебречь, так как при увеличении числа трансформаторов потери в сети и в обмотках трансформаторов несколько снижаются, а потери холостого хода трансформаторов несколько возрастают и поэтому суммарное изменение потерь незначительно. Теоретические положения подробно изложены в разделе «Компенсация реактивной мощности». Эти теоретические положения рассмотрим на конкретном примере из [3].

Пример 1

К шинам одной секции 10 кВ РП присоединены два синхронных двигателя СД мощностью по 4000 кВт с частотой вращения

1000 об/мин, работающих с коэффициентом загрузки $\beta_m = 0,8$, при номинальном напряжении на шинах РП (рис. 5.1).

Суммарная потребляемая мощность в сетях до 1000 В $P_B - 4$ МВт и $Q_B = 3$ МВАр; потребляемая реактивная мощность в сети 10 кВ $Q_A = 3$ МВАр.

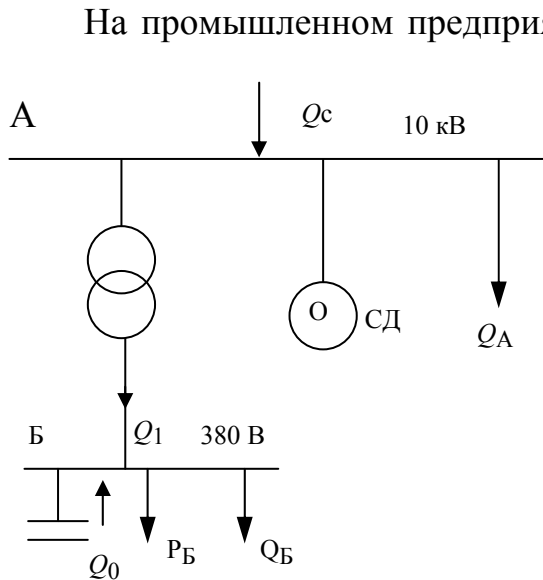


Рис. 5.1

На промышленном предприятии устанавливаются трансформаторы 10/0,4 кВ по 1000 кВА, коэффициент загрузки которых $\beta_m = 0,7$. Стоимость установки БК на 380 В $K_y = 12$ руб./кВАр, стоимость установки одной подстанции на 1000 кВА $K_T = 17000$ руб., удельная стоимость потерь электроэнергии $C_0 = 70$ руб./кВт, стоимость ВВ ячейки $K_{\text{яч.выкл}} = 1860$ руб.

Энергосистемой задано значение оптимальной реактивной мощности, передаваемой предприятию из сети системы $Q_c = 2$ МВАр (по 1 МВАр на каждую секцию

РП).

Определить оптимальное число устанавливаемых на предприятии трансформаторов и суммарную мощность БК на 380 В с учетом передачи части реактивной мощности из сети 10 кВ.

Решение. Для установленных СД по [9] находим: $Q_H = 2,01$ МВАр; $D_1 = 10,6$ кВт; $D_2 = 11,8$ кВт. Располагаемая реактивная мощность СД

$$Q_{\text{см}} = \alpha_m Q_H \cdot N = 1 \cdot 2,01 \cdot 2 = 4,02 \text{ МВАр.}$$

Определяем величину удельных затрат при передаче генерируемой реактивной мощности СД в сеть 0,4 кВ (3):

$$\begin{aligned} z_{11} &= C_0 (D_1 / Q_H) \text{ руб./МВАр;} \\ z_{21} &= C_0 (D_2 / Q_H^2 N) \text{ руб./МВАр}^2, \end{aligned} \quad (5.3)$$

где C_0 – удельная стоимость потерь активной мощности, принимаем по [9], $C_0 = 70$; D_1, D_2 – постоянные коэффициенты, зависящие от технических параметров СД, кВт, его значение приведено в [9], $D_1 = 10,6$ кВт, $D_2 = 11,8$ кВт.

Подставляя в (5.3) численные значения, получим:

$$Z_{11} = 70 (10,6/2,01) = 369 \text{ руб./МВАр},$$

$$Z_{21} = 70 (11,8/2,01^2 \cdot 2) = 102 \text{ руб./МВАр}^2.$$

Определяем удельные затраты на установку батареи конденсаторов (БК) в сети 0,4 кВ:

$$Z_{10} = E K_y \left(\dot{U}/U_{\text{БК}} \right)^2 + C_0 P_{\text{БК}}, \quad (5.4)$$

где E – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений; K_y – удельная стоимость установки БК (для напряжения до 1 кВ; $K_y = 12000$ руб./МВАр); $\dot{U}, U_{\text{БК}}$ – соответственно, относительное напряжение сети и БК; $P_{\text{БК}}$ – удельные потери активной мощности в БК (для $U \leq 1,0$ кВ; $P_{\text{БК}} = 4,5$ кВт/МВАр);

$$Z_{10} = 0,223 \cdot 12000 (1/1)^2 + 70 \cdot 4,5 = 3000 \text{ руб./МВАр}.$$

Затраты на установку одной ТП мощностью $S_{\text{н.тр}} = 1000$ кВА:

$$Z_{\text{тр}} = EK = 0,223 \cdot 17000 = 3800 \text{ руб.}$$

Минимальное число установленных трансформаторов по (5.1)

$$N_{\min} = 4/0,7 \cdot 1 = 5,7.$$

Принимаем, что $N_{\min} = 6$.

Определяем Q_1 , которую могут передать трансформаторы из сети 10 кВ в сеть 0,4 кВ, по (5.2):

$$Q_1 = \sqrt{(6 \cdot 0,7 \cdot 1)^2 - 4^2} = 1,28 = 1,3 \text{ МВАр} < Q_{\text{Б}}.$$

Составляем баланс по Q в узле А (рис. 5.1):

$$Q_c + Q_{\text{см}} = Q_A + Q_1,$$

$$1 + 4,02 > 3 + 1,3,$$

т. е. установка высоковольтных БК не требуется.

Определяем мощность БК на напряжение 0,4 кВ, исходя из баланса реактивной мощности в узле Б,

$$Q_0 = Q_{\text{Б}} - Q_1 = 3 - 1,3 = 1,7 \text{ МВАр}.$$

Затраты при минимальном числе трансформаторов, т. е. при $N_{\min} = 6$,

$$Z = Z_{11} Q_1 + Z_{21} Q_1^2 + Z_{10},$$

$$Q_0 = 3,69 \cdot 1,3 + 102 \cdot 1,3^2 + 3000 \cdot 1,7 = 5752 \text{ руб.}$$

Увеличиваем число установленных трансформаторов на один ($N_{\min} + 1$), тогда

$$Q_1 = \sqrt{(7 \cdot 0,7 \cdot 1)^2 - 4^2} = 2,85 \text{ МВАр} < Q_B.$$

Составляем баланс реактивной мощности в узле А:

$$Q_c + Q_{см} = Q_A + Q_1, \\ 1 + 4,02 < 3 + 2,85,$$

т. е. необходима установка БК на стороне 10 кВ.

$$Q_{ВНБК} = Q_A + Q_1 - Q_c - Q_{см} = 5,85 - 5,02 < 0,83 \text{ МВАр}.$$

Определяем мощность БК на стороне 0,4 кВ:

$$Q_0 + Q_1 = Q_B, \quad Q_0 = Q_B - Q_1 = 3 - 2,85 = 0,15 \text{ МВАр}.$$

Затраты при втором варианте ($N + 1$):

$$Z_{I1} = Z_{11} \cdot Q_1 + Z_{21} Q_1^2 + Z_{10} \cdot Q_0 + Z_1 + Z_{12} Q_{ВНБК} + Z_{тр} = \\ = 368 \cdot 2,85 + 102 \cdot 2,85^2 + 3000 \cdot 0,15 + 757 + 1647 - 0,83 + \\ + 3800 = 8864 \text{ руб.}$$

Из сравнения двух вариантов видно, что увеличение числа трансформаторов ведет к росту затрат, т. е. оптимальным является вариант с минимальным числом трансформаторов, где $N_{\min} = 6$.

Остается резерв реактивной мощности в узле А, равный

$$Q_{рез} = Q_{см} + Q_c - Q_A - Q_1 = 4,02 + 1 - 3,0 - 1,3 = 0,72 \text{ МВАр}.$$

Суммарная мощность устанавливаемых БК на 0,4 кВ в узле Б $Q_0 = Q_B - Q_1 = 1,7 \text{ МВАр}$.

2. Предприятие (цех) с небольшим числом устанавливаемых трансформаторов.

Если на предприятии (в цехе) устанавливается один или два трансформатора 6–10/0,4 кВ, то при изменении степени компенсации реактивной мощности в сети до 1 кВ число трансформаторов не может быть изменено из-за условий электроснабжения, размещения цехов, требований надежности и др.

В этом случае изложенная выше методика расчета остается той же, но определяется не минимально возможное число трансформаторов, а минимально возможная их мощность

$$S_0 = P_{см} / \beta_m N. \quad (5.5)$$

По полученному значению S_0 выбирают стандартный трансформатор, номинальная мощность которого больше или равна S_0 .

После этого сравниваются варианты установки трансформатора с минимально возможной мощностью и мощностью трансформатора на ступень выше.

К схемам РП 6 кВ (рис. 5.2) промышленного предприятия присоединяется один трансформатор 6/0,4 кВ, в сети 0,4 кВ которого нагрузка $P_m = 0,9$ МВт, $Q_m = 0,8$ МВАр при коэффициенте загрузки $\beta_m = 1$. На предприятии нет резервных источников реактивной мощности и компенсация может быть осуществлена установкой БК на 6 кВ или 0,4 кВ.

Определить оптимальные мощности трансформатора и БК на 6 кВ и 0,4 кВ.

Расчетные данные: БК 6 кВ – стоимость вводного устройства $Z_{01} = 670$ руб., $Z_{11} = 1600$ руб./МВАр, а для БК 0,4 кВ – $Z_{00} = 0$ и $Z_{10} = 3000$ руб./МВАр. Стоимость трансформаторной подстанции 1600 кВА дороже подстанции мощностью 1000 кВА на 5000 руб.

Решение.

Определяем минимально возможную мощность трансформатора по (5.1):

$$S_{н.тр} = 0,9/1 \cdot 1 = 0,9 \text{ МВАр.}$$

Принимаем трансформатор с $S_{н.тр} = 1000$ кВА.

Определяем Q_1 по (5.2):

$$Q_1 = \sqrt{1^2 - 0,9^2} = 0,44 \text{ МВАр.}$$

Мощность БК, устанавливаемой в сети 0,4 кВ, для полной компенсации реактивной мощности:

$$Q_0 = Q_m - Q_1 = 0,8 - 0,44 = 0,36 \text{ МВАр.}$$

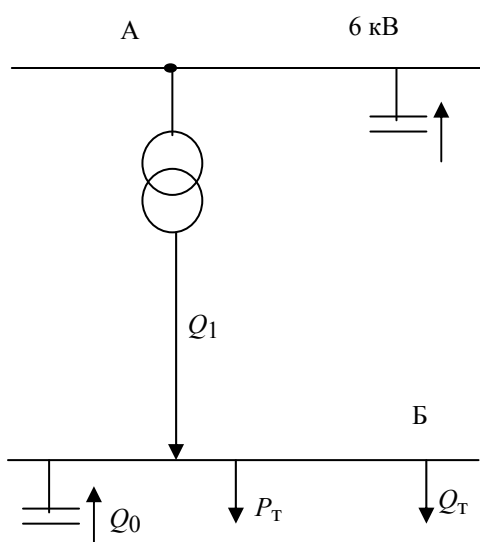


Рис. 5.2

Расчетные затраты для этого варианта

$$Z_1 = Z_{01} + Z_{11} \cdot Q_1 + Z_{10} \cdot Q_0 = 670 + 1600 \cdot 0,44 + 3000 \cdot 0,36 = 2450 \text{ руб.}$$

Увеличиваем мощность трансформатора на ступень выше, т. е. примем к установке трансформатор с $S_{н.тр} = 1600$ кВА. Тогда мощность

$$Q_1 = \sqrt{1,6^2 - 0,9^2} = 1,3 \text{ МВАр,}$$

что больше требуемой для полной компенсации.

Поэтому принимаем $Q_1 = 0,8$ МВАр, тогда $Q_0 = 0$.

Расчетные затраты для этого варианта:

$$Z_{II} = Z_{01} + Z_{11} \cdot Q_1 + \Delta Z_m = 670 + 1600 \cdot 0,8 + 0,223 \cdot 5000 = 3060 \text{ руб.}$$

Так как при установке БК на 6 кВ приходится учитывать значительную стоимость вводного устройства, необходимо рассмотреть вариант с полной компенсацией реактивной мощности в сети 0,4 кВ при трансформаторе с минимально возможной мощностью.

Расчетные затраты III варианта, в котором $S_{н.тр} = 1000 \text{ МВА}$,
 $Q_0 = Q_{ннБК} = Q_m - Q_1 = 0,8 - 0,44 = 0,36 \text{ МВАр}$, будут равны

$$S_{III} = S_{10} \cdot Q_0 = 3000 \cdot 0,36 = 1080 \text{ руб.}$$

Таким образом, оптимальным является третий вариант.

Рассмотрим перегрузочную способность трансформатора, которая зависит от загрузки трансформатора в течение суток и в течение года, поскольку в летнее время максимум нагрузки меньше, чем в зимнее время. На рис. 5.3 приведены кривые кратностей допустимых нагрузок трансформатора $K_H = S_T / S_{н.тр} = I_T / I_{н.тр}$ от продолжительности максимальной нагрузки в течение суток t (ч) и коэффициента заполнения суточного графика $K_{зг}$ [25]. При этом

$$K_{зг} = S_{ср} / S_{\max},$$

где $S_{ср}$, S_{\max} – средняя и максимальная нагрузки трансформатора в течение суток.

По значениям $K_{зг}$ и t определяется коэффициент кратности допустимой нагрузки (рис. 5.3).

Если в летнее время максимум нагрузки меньше $S_{н.тр}$ на величину P , то в зимнее время допускается перегрузка трансформатора на ту же величину, но не более чем на 15 % $S_{н.тр}$. Суммарная перегрузка за счет суточной и летней недогрузок не должна превышать 30 % $S_{н.тр}$ для трансформаторов наружной установки и 20 % – для трансформаторов, устанавливаемых внутри помещений.

По ПУЭ допускается при $K_{зг} < 0,75$ перегрузка одного трансформатора до 140 % в аварийном режиме продолжительностью 5 суток, не более 6 часов в сутки.

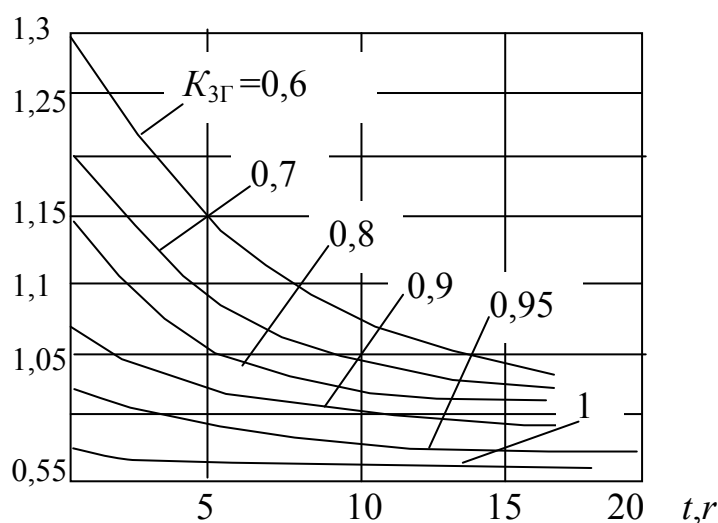


Рис. 5.3. Кривые кратностей допустимых нагрузок трансформаторов

Обычно $K_{3Г}$ не превышает 0,75, т. е. $K_{3Г} \leq 0,75$. Поэтому можно установить связь между средней нагрузкой потребителей и $S_{н.тр}$, а именно

$$S_{ср} \leq 0,75 \cdot 1,4 S_{н.тр} \leq 1,05 S_{н.тр} .$$

Следовательно, для выбора мощности трансформатора с учетом резервирования и допустимых перегрузок достаточно знать максимальную и среднюю нагрузки и продолжительность суточного максимума.

Следует подчеркнуть, что выбор мощности трансформатора только по максимальной нагрузке без учета графика нагрузки приводит в ряде случаев к завышению мощности трансформатора, которую можно принять меньшей с учетом допустимых перегрузок трансформатора.

Вопросы и задания для самопроверки

1. Выбор места расположения цеховых подстанций.
2. В каких случаях можно установить одно-, двух-, трехтрансформаторные цеховые ТП?
3. Обоснование схемы питания цеховых ТП.
4. Критерии выбора единичной мощности трансформатора цеховых ТП и количества трансформаторов.
5. Выбор количества трансформаторов цеховых ТП с учетом компенсации потребляемой предприятием (цехом) реактивной мощности.

6. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

6.1. Реактивная мощность в системах электроснабжения

Большинство ЭП потребляют из электрической сети определенную мощность $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$, т. е. по сети протекает активная мощность P [кВт] и реактивная Q [кВАр]. Загрузка системы электроснабжения определяется полной мощностью S [кВА], активная составляющая которой P [кВт] представляется полезно потребленной и обратно к источнику питания (ИП) не возвращается. Реактивная составляющая Q [кВАр] полной мощности S [кВА] расходуется на создание магнитных полей в отдельных элементах электрической сети, в частности: трансформаторах, электрических двигателях, линиях электропередачи, газоразрядных источниках света, дуговых сталеплавильных печах и др. Практически она не потребляется, а перетекает от ИП (генератора) к ЭП и обратно (с частотой $f = 2 \cdot f_{50}$). В электрической цепи, состоящей из индуктивности, в течение $1/4 T_{50}$ магнитный поток в ЭП возрастает, происходит накопление реактивной мощности (магнитной энергии), во второй четверти T_{50} реактивная мощность (магнитная энергия) перетекает к ИП; в $3/4 T_{50}$ в ЭП опять происходит накопление энергии магнитного поля, и в последней четверти реактивная мощность Q перетекает (в обратном направлении) к ИП (генератору). Для такой пульсации Q – от генератора к ЭП и обратно – не требуется никаких затрат. Но так как это перетекание Q совершается через элементы сети, содержащие активное сопротивление R , то на его нагрев расходуется мощность $\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot R$, т. е. от генератора требуется энергия, однако о расходе реактивной мощности речь не идет.

Потери ΔP можно разложить на составляющие, а именно:

$$\Delta P = 3 \cdot R \cdot \left(\frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \right)^2 = \frac{S^2 \cdot R}{U^2} = \frac{P^2 \cdot R}{U^2} + \frac{Q^2 \cdot R}{U^2}. \quad (6.1)$$

Здесь первый член – потери активной мощности за счет передачи по электрической цепи активной мощности P , второй – потери активной мощности за счет передачи по этой же цепи реактивной мощности Q . Потери за счет передачи реактивной мощности (а также и активной) тем больше, чем дальше расположен потребитель реактивной мощности от ИП.

В балансе реактивных нагрузок потери реактивной мощности в элементах системы электроснабжения достигают 20 %. Естественный коэффициент мощности электрических нагрузок различных промышленных предприятий изменяется в пределах $\cos \varphi_{\text{ест}} = 0,7-0,9$. Это означает, что предприятия потребляют реактивную мощность $Q_p = P_p \cdot \text{tg} \varphi_{\text{ест}} = (1,02-0,48) P_p$. Оценим потери активной мощности в сетях от передачи Q .

Рассмотрим два случая.

1. Примем за единицу ΔP_1 от передачи электроприемнику чисто активной нагрузки при $U_{\text{сети}} = 1,05 U_H$, равное

$$\Delta P_1 = \frac{P_{\text{нг}}^2}{(1,05 \cdot U_H)^2} \cdot R = \frac{0,91 \cdot P_{\text{нг}}^2}{U_H^2} \cdot R.$$

2. Передается то же значение $P_{\text{нг}}$ и реактивная мощность с $\text{tg} \varphi = 0,8$, при этом будет происходить снижение напряжения до $0,95 P_H$. Потери ΔP_2 составят

$$\Delta P_2 = \frac{P_{\text{нг}}^2 \cdot (1 + \text{tg}^2 \varphi)}{(0,95 \cdot U_H)^2} \cdot R = 1,82 \cdot \frac{P_{\text{нг}}^2}{U_H^2} \cdot R = 2 \cdot \Delta P_1.$$

Таким образом, при принятых допущениях половина всех потерь активной мощности вызвана передачей реактивной мощности.

Если учесть, что потери электроэнергии в электрических сетях энергосистемы России составляют 9 % [12], то становится понятной необходимость компенсации реактивной мощности.

Из этого рассмотрения можно заключить следующее:

- возникающие потери активной мощности и потери напряжения в сети за счет передачи Q (см. формулу 4.11) увеличивают капитальные затраты в системе электроснабжения;
- реактивная мощность излишне загружает все элементы сети, поскольку они выбираются по полной мощности и полному току;
- загрузка элементов сети реактивной мощностью уменьшает пропускную способность линии и трансформаторов по активной мощности и току.

Полные затраты на производство и передачу всей необходимой предприятию реактивной мощности от шин электростанций в большинстве случаев значительно больше, чем затраты на производство реактивной мощности непосредственно в системе электроснабжения предприятия. Поэтому экономически целесообразно от генераторов электро-

станций передавать часть реактивной мощности, а большую – компенсировать на шинах (присоединениях) 5УР-2УР, а в некоторых случаях и на 1УР (рис. 2.2).

Возникает задача выбора видов, мощности и мест размещения компенсирующих устройств – источников реактивной мощности (ИРМ), обеспечивающих баланс реактивной мощности в режиме максимальных и минимальных нагрузок предприятия при минимуме суммарных (приведенных) затрат на производство и передачу реактивной мощности.

Мощность компенсирующих устройств должна определяться исходя из условия наибольшей экономичности при одновременном выполнении следующих условий:

- во всех узлах сети должен соблюдаться баланс реактивной мощности (уравнение 1.2);
- величина напряжения во всех узлах сети не должна выходить за допустимые пределы (см. рис. 6.1);
- величины генерирующих источников реактивных мощностей не должны выходить за допустимые (нижний и верхний) пределы.

6.2. Причины и значение проведения мероприятий по компенсации реактивной мощности

Для выяснения причин проведения этих мероприятий необходимо ответить на вопрос: ***от чего зависят величины напряжения, устанавливающиеся в узлах нагрузки энергосистемы и у электроприемников?***

Известно, что активная и реактивная мощности в сети, питающей ЭП, зависят от частоты и напряжения на зажимах этих ЭП.

Хотя в действительности между значениями частоты в энергосистеме и значениями напряжения в ее узлах существует некоторая связь, при изложении будем для упрощения считать, что значение частоты является постоянным и зависимость между частотой и напряжением отсутствует. На рис. 6.1 изображены зависимости $P = f(U)$ и $Q = f(U)$ для какой-то узловой точки сети. Эти зависимости называют статическими характеристиками нагрузки по напряжению. Приведенные на рис. 6.1 зависимости соответствуют смешанной нагрузке, состоящей из силовой (АД) и осветительной.

Из этого рисунка видно, что в области нормальных значений U , лежащих вправо от $U_{кр}$, каждому значению напряжения соответствует только одна определенная величина нагрузки.

Если на рис. 6.1 горизонтальная прямая P_H характеризует поступление мощности в рассматриваемый узел (подстанцию) от электростанции системы, то пересечение ее с характеристикой нагрузки $P = f(U)$ определяет уровень напряжения U_H , который может установиться у ЭП при наличии источников, способных выдать в тот же узел Q_H .

При отсутствии таких источников напряжение U_H в рассматриваемом узле сети не может быть установлено. Следовательно, на вопрос, поставленный в этом разделе, может быть дан следующий ответ: **величина напряжения в узле нагрузки зависит от наличия в сети необходимых источников реактивной мощности.**

В случае, если мощность этих источников недостаточна для покрытия нагрузки при заданном напряжении, произойдет снижение напряжения. При этом, в соответствии с рис. 6.1, понизятся и величины нагрузки до тех значений, которые может обеспечить источник питания.

Соответствие между Q , необходимой для поддержания той или иной величины напряжения, и мощностью имеющихся ИП может быть выявлено путем составления баланса реактивной мощности, а именно:

$$Q_{г\sigma} = Q_H + \Delta Q_{л} + \Delta Q_{т}, \quad (6.2)$$

где $Q_{г\sigma}$ – суммарная мощность ИП; Q_H – суммарная реактивная нагрузка потребителей; $\Delta Q_{л}$, $\Delta Q_{т}$ – соответственно, потери мощности в линиях и трансформаторах сети.

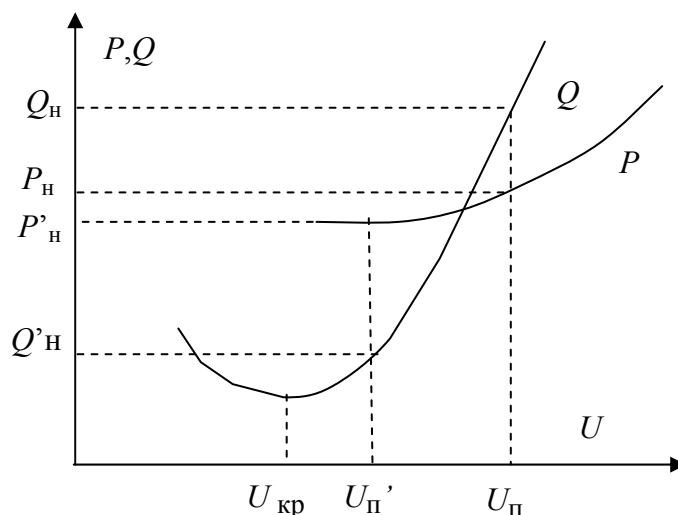


Рис. 6.1. Статические характеристики нагрузки по напряжению

Каждому конкретному значению величин этого уравнения соответствует свое значение напряжения. Поясним это на примере (рис. 6.2).

Пусть в какой-то момент времени в установившемся режиме имеет место баланс по Q , которому соответствует напряжение в узле нагрузки U_{Π} . Этому U_{Π} (по рис. 6.1) соответствовала нагрузка $S_{\text{H}} = \sqrt{P_{\text{H}}^2 + Q_{\text{H}}^2}$. Напряжение источника при этом было $U_{\text{и}}$, причем между U_{Π} и $U_{\text{и}}$ существовала связь

$$U_{\Pi} = U_{\text{и}} - \Delta U = U_{\text{и}} - \frac{P_{\text{H}} \cdot r + Q_{\text{H}} \cdot x}{U_{\Pi}},$$

где ΔU – потеря напряжения в сети при нагрузках P_{H} и Q_{H} и напряжении U_{Π} ; r и x – активное и реактивное сопротивления сети.

Понизим напряжение ИП до $U'_{\text{и}}$, а напряжение в узле нагрузки до U'_{Π} , при этом мощность потребителя уменьшится до $S'_{\text{H}} = \sqrt{(P'_{\text{H}})^2 + (Q'_{\text{H}})^2}$. Напряжение на источнике и в месте присоединения нагрузки будут связаны уравнением

$$U'_{\Pi} = U'_{\text{и}} - \Delta U' = U'_{\text{и}} - \frac{P'_{\text{H}} \cdot r + Q'_{\text{H}} \cdot x}{U'_{\Pi}},$$

где $\Delta U'$ – потеря напряжения в сети при нагрузках P'_{H} и Q'_{H} и напряжении U'_{Π} .

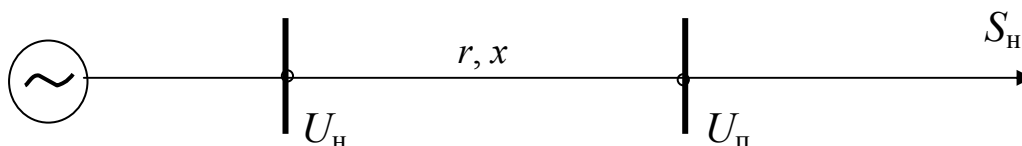


Рис. 6.2. Схема сети

Изменение напряжения на нагрузке произойдет под влиянием двух факторов: снижения напряжения на источнике и изменения потери напряжения в сети. Изменение напряжения в узле нагрузки будет несколько меньше, чем у источника, т. е.

$$U_{\text{н}} - U'_{\text{н}} < U_{\text{и}} - U'_{\text{и}},$$

так как зависимости $P = f(U)$ и $Q = f(U)$ нелинейны. Иначе говоря, в связи с изменением нагрузки происходит саморегулирование напряже-

ния U_{Π} в соответствии со статическими характеристиками потребителей.

Это явление называется регулирующим эффектом нагрузки по напряжению. В результате этого эффекта новым значением напряжений U'_{Π} и U'_{Π} будут соответствовать новые численные значения в уравнении баланса реактивной мощности (6.2).

Из рис. 6.1 видно, что наибольшим регулирующим эффектом по напряжению обладает реактивная мощность, так как зависимость $Q = f(U)$ значительно круче зависимости $P = f(U)$.

Из рис. 6.1 также видно, что регулирующий эффект нагрузки будет проявляться только до некоторого значения напряжения, называемого критическим $U_{кр}$. Для промышленных систем $U_{кр} = 75-85 \%$. При $U_{\Pi} < U_{кр}$ снижение напряжения вызовет рост реактивной нагрузки потребителя и, как следствие этого, увеличение потерь напряжения в сети ΔU . Рост ΔU , в свою очередь, приведет к дальнейшему снижению U_{Π} . В этом случае возникает неустановившийся переходный процесс снижения напряжения, длящийся несколько секунд и называемый лавиной напряжения, при котором баланс по Q нарушается. В результате происходит нарушение устойчивости нагрузки.

Как следствие этого процесса, происходит остановка и отключение электродвигателей (саморазгрузка потребителя).

При остановке ЭД их реактивный ток возрастает, что приводит к их отключению защитными устройствами. После этого напряжение в сети восстанавливается. Лавина напряжения может возникнуть как во всей энергосистеме, так и в отдельных ее узлах при авариях, вызывающих резкий общий или местный дефицит по Q . Для предотвращения лавины напряжения принимаются специальные меры: создание резерва Q в генераторах электростанций, форсировка возбуждения генераторов, разгрузка их по напряжению и т. п. Следовательно, с точки зрения поддержания необходимого режима напряжения у ЭП дефицит Q является недопустимым.

Из чего складывается величина Q_{Σ} в уравнении баланса Q , т. е. приходная часть?

В энергосистемах – это генераторы электростанций. Реактивная мощность генератора при номинальных условиях его работы

$$Q_{ГН} = P_{ГН} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{ГН}, \quad (6.3)$$

где $P_{ГН}$ – номинальная активная мощность генератора.

С увеличением Q_{Γ} сверх номинальной увеличивается размагничивающая реакция якоря.

Для компенсации этого увеличения необходимо увеличить ток возбуждения. Но увеличить его сверх номинального значения нельзя, так как это может привести к перегрузке и перегреву ротора и возбuditеля. При номинальном же токе ротора и возросшей реакции якоря полная мощность генератора S_{Γ} меньше номинальной, равной $S_{\Gamma H} = P_{\Gamma H} / \cos \varphi_{\Gamma H}$.

В связи с этим активная нагрузка генератора уменьшается, не пропорционально уменьшению его $\cos \varphi$, а несколько быстрее, и при снижении активной нагрузки генератора от него нельзя получить номинальную полную мощность $S_{\Gamma H}$. Это иллюстрируется зависимостями S , $\cos \varphi$ и Q генератора от его активной нагрузки, приведенными на рис. 6.3.

Другими источниками реактивной мощности в энергосистемах являются ЛЭП. Линия обладает межпроводной емкостью и каждый провод – емкостью на землю. Под действием приложенного напряжения через эти емкости протекает ток, называемый зарядным током линии $I_{\text{в}}$, и он опережающий. $I_{\text{в}}$ и напряжение линии U определяют величину зарядной мощности линии $Q_{\text{в}}$, которая может рассматриваться как $Q_{\text{в}}$, генерируемая линией. $Q_{\text{в}}$ зависит от напряжения линии, ее длины и конструкции.

ЛЭП является в то же время и потребителем Q , что связано с ее индуктивным сопротивлением. Это сопротивление и напряжение линии определяют величину реактивной мощности $\Delta Q_{\text{л}}$, называемой потерями Q в линии.

Очевидно, что знаки $Q_{\text{в}}$ и $\Delta Q_{\text{л}}$ будут противоположны. Может быть, что они полностью компенсируют друг друга. Если предположить, что $Q_{\text{в}} = \Delta Q_{\text{л}}$, то в соответствии с уравнением баланса по Q (6.2) генераторы электростанций будут обеспечивать полное покрытие всех реактивных нагрузок потребителей электроэнергии и реактивных потерь в трансформаторах $\Delta Q_{\text{т}}$.

$\Delta Q_{\text{т}}$ численно равны примерно 10%-й нагрузке этой подстанции $S_{\text{нагр}}$, а в сетях с несколькими ступенями трансформации потери увеличиваются в n -раз (n – число ступеней трансформации):

$$\Delta Q_{\Gamma\Sigma} = 0,1 \cdot n \cdot S_{\text{нагр}}. \quad (6.4)$$

Например, при трех ступенях трансформации $\Delta Q_{\Gamma\Sigma} \approx 30 \% S_{\text{нагр}}$.

Рассмотрим на примере возможность полного покрытия всех реактивных нагрузок и реактивных потерь в трансформаторах за счет генераторов электростанции.

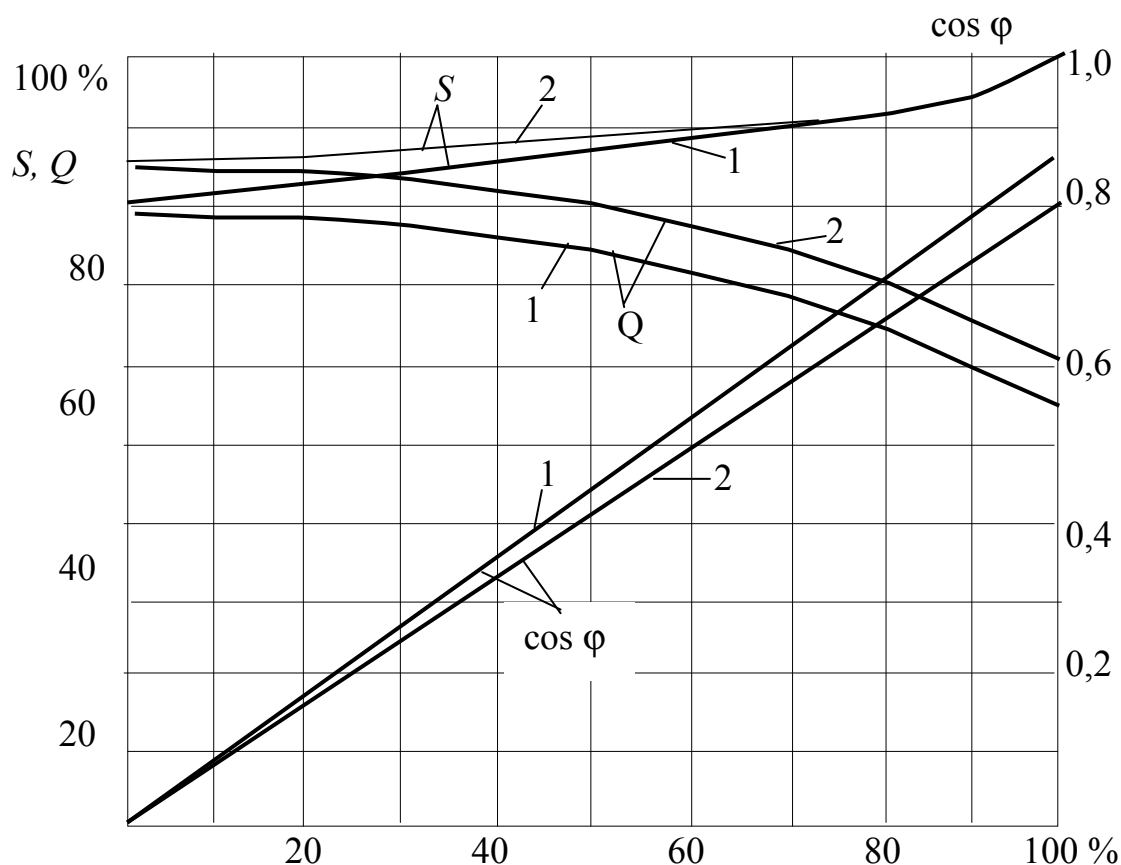


Рис. 6.3. Графики изменений $\cos \varphi$, полной и реактивной мощностей генератора в зависимости от их активной нагрузки:
1 – для генераторов с $\cos \varphi_n = 0,85$; 2 – для генераторов с $\cos \varphi_n = 0,8$

Допустим, что мы имеем сеть с тремя ступенями трансформации, от которой питается нагрузка $S_{\text{нагр}} = \sqrt{P_{\text{нагр}}^2 + Q_{\text{нагр}}^2}$, причем $\cos \varphi_{\text{нагр}} = 0,8$. Учитывая (6.4), выразим $\Delta Q_{\text{Г}\Sigma}$ через $Q_{\text{нагр}}$:

$$\Delta Q_{\text{Г}\Sigma} = 0,1 \cdot n \cdot S_{\text{нагр}} = 0,1 \cdot n \cdot \frac{Q_{\text{нагр}}}{\sin \varphi_{\text{нагр}}} = 0,1 \cdot 3 \cdot \frac{Q_{\text{нагр}}}{0,6} = 0,5 \cdot Q_{\text{нагр}}$$

Если реактивные потери в линиях полностью компенсированы ($Q_{\text{в}} = \Delta Q_{\text{л}}$), то полная реактивная нагрузка генераторов составит

$$Q_{\text{ГН}} = Q_{\text{наг}} + \Delta Q_{\text{т}} = 1,5 \cdot Q_{\text{нагр}} = 1,5 \cdot P_{\text{нагр}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{нагр}} = 1,125 \cdot P_{\text{нагр}}.$$

Генератор выбран из расчета обеспечения баланса активной мощности и можно считать (пренебрегая $\Delta P_{\text{сети}}$), что $P_{\text{ГН}} = P_{\text{нагр}}$. Пусть $\cos\varphi_{\text{ГН}} = 0,8$. Тогда $Q_{\text{ГН}} = P_{\text{ГН}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{ГН}} = 0,75P_{\text{нагр}}$, т. е. $Q_{\text{ГН}} < Q_{\Sigma}$ ($\delta Q = Q_{\Sigma} - Q_{\text{ГН}} = 0,375 \frac{Q_{\text{нагр}}}{\text{tg}\varphi_{\text{нагр}}} = 0,5 \cdot Q_{\text{нагр}}$). Отсюда видно, что если

генераторы электростанций выбраны из условия баланса активной мощности и работают в номинальном режиме, в системе будет существовать дефицит реактивной мощности δQ . Этот дефицит тем больше, чем больше число ступеней трансформации, чем выше $\cos\varphi_{\text{нагр}}$ и чем больше реактивная нагрузка ЭП.

Возможны два пути снижения или полного устранения дефицита реактивной мощности в системе:

- установка в системе дополнительных генераторов активной мощности;
- снижение реактивной нагрузки генераторов электростанции или компенсация реактивной мощности.

Если пойти по первому пути, то мощность дополнительного генератора, не несущего активной нагрузки ($\cos\varphi_{\text{ГН}} = 0,8$), будет

$$Q_{\text{Г}} = 0,825 \cdot S_{\text{ГН}} = 0,825 \frac{P_{\text{ГН}}}{\cos\varphi_{\text{ГН}}} = \frac{0,825}{0,8} P_{\text{ГН}} = 1,03 \cdot P_{\text{ГН}}.$$

Дефицит $\delta Q = 0,5 \cdot Q_{\text{нагр}} = 0,375 \cdot P_{\text{нагр}}$. Из условия $Q_{\text{Г}} = \delta Q$ определим необходимую номинальную мощность дополнительного генератора

$$P_{\text{ГН.доп}} = \frac{0,375}{1,03} P_{\text{нагр}} = 0,364 \cdot P_{\text{нагр}} = 0,364 \cdot P_{\text{ГН}}.$$

Таким образом, в этом случае необходимо увеличить мощность генератора примерно на 36–37 %.

Второй путь – снижение реактивной нагрузки генераторов или компенсация реактивной мощности – предусматривает проведение двух взаимно дополняющих групп мероприятий, снижение потребления Q электроприемниками и установка на предприятии специальных источников Q -компенсирующих устройств. Мероприятия по снижению потребления Q электроприемниками, проводимые на предприятиях (см. раздел 6.4), снижают суммарную реактивную нагрузку обычно не более

чем на 10 %. Поэтому основным при проведении мероприятий по компенсации Q является установка специальных компенсирующих устройств – источников реактивной мощности (ИРМ). Применение второго пути является предпочтительным с экономической точки зрения, так как специальные компенсирующие устройства, как правило, требуют при том же техническом эффекте меньших капитальных вложений и затрат на эксплуатацию, чем генераторы электростанций.

Ниже подробно будут рассмотрены оба этих мероприятия: снижение потребления реактивной мощности ЭП и компенсация Q на промышленном предприятии собственными ИРМ.

6.3. Источники реактивной мощности

Потребности предприятия в реактивной мощности покрываются за счет источников энергосистемы, основными из которых являются генераторы электростанции и синхронные компенсаторы, и собственных ИРМ на предприятии.

В качестве собственных ИРМ в системах электроснабжения используются:

- генераторы электростанций и синхронные двигатели (СД) – синхронные машины;
- воздушные и кабельные линии электрических сетей;
- дополнительно устанавливаемые компенсирующие устройства: синхронные компенсаторы, батареи конденсаторов поперечного включения высокого и низкого (до 1 кВ) напряжений, вентильные установки со специальным регулированием (статические компенсирующие устройства).

6.3.1. Технические характеристики источников реактивной мощности

Виды ИРМ различаются техническими и экономическими характеристиками, которые определяют область их рационального использования.

Синхронные машины

Технические характеристики синхронных машин как ИРМ одинаковы для всех видов синхронных машин. Они представляют собой плавно регулируемый ИРМ. За счет изменения тока возбуждения обеспечивается регулирование реактивной мощности по любому закону. На рис. 6.4 приведена так называемая V -образная характеристика СД, представляющая собой зависимость тока статора I от тока возбуждения $I_{\text{в}}$ при $P = \text{const}$. Левая ветвь кривой соответствует недовозбужде-

нию СД, в этом режиме он, как и асинхронный, представляет собой активную и индуктивную нагрузки сети. Правая ветвь – режим перевозбуждения – в этом режиме СД представляет собой активную и емкостную нагрузки сети, т. е. работает не только как двигатель, но и как компенсатор Q .

Минимальное значение тока статора – при значении $\cos \varphi = 1,0$. Из рис. 6.4 следует, что работа СД с точки зрения теплового режима с $\cos \varphi = 1,0$ возможна всегда, даже при 100%-й активной нагрузке на его валу. При этом СД не потребляет из сети реактивной мощности. Именно этим и объясняется целесообразность использования СД вместо асинхронных той же мощности во всех случаях, когда это допускается технологией. В случае, если СД предназначен для нормальной работы в режиме перевозбуждения, т. е. с опережающим коэффициентом мощности, то он даже при 100%-й загрузке активным током может компенсировать реактивную нагрузку сети. Компенсирующая способность СД – это отношение реактивной мощности, отдаваемой двигателем в сеть (кВАр), к полной мощности двигателя (кВАр). Ее не следует повышать на длительное время путем увеличения тока возбуждения сверх его номинального значения во избежание перегрева ротора. Единственным возможным путем увеличения компенсирующей способности на длительный период является снижение активной нагрузки СД при неизменном токе возбуждения, равном номинальному.

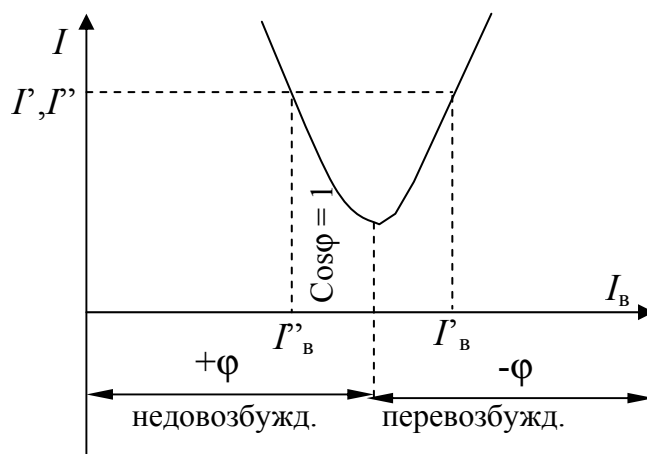


Рис. 6.4. V-образная характеристика синхронного двигателя

В черной, цветной, химической и газовой промышленности СД составляют 70–80 % от всех электроприводов. Они изготавливаются с номинальным опережающим $\cos \varphi = 0,9$, т. е. могут работать в режиме

генерации реактивной мощности. Техническая возможность использования СД в качестве ИРМ ограничивается наибольшей реактивной мощностью, которую он может генерировать в нормальном режиме работы. Так называемая располагаемая реактивная мощность СД Q_m и определяется по формуле

$$Q_{\text{сд расч}} = Q_m = \alpha_m \sqrt{P_{\text{сд н}}^2 + Q_{\text{сд н}}^2}, \quad (6.5)$$

где α_m – коэффициент допустимой перегрузки двигателя, зависящий от его загрузки по активной мощности типа СД, и относительного напряжения на его зажимах; η – КПД СД; $\alpha = Q/Q_n$ – коэффициент загрузки по Q ; $\alpha_m = Q_m/Q_n$ – наибольшая загрузочная способность СД по реактивной мощности

$$\alpha_m = f(\beta, U_0), \quad (6.6)$$

где $\beta = P/P_n$ – коэффициент загрузки по активной мощности; $U_0 = U_{\text{сети}}/U_n$ – относительное напряжение на зажимах СД.

На рис. 6.5 приведена зависимость $\alpha_m = f(\beta, U_0)$, а на рис. 6.6 номограмма для определения значения α_m при номинальном токе возбуждения и $U = U_n$ в зависимости от коэффициента β . Как уже отмечалось, СД нормальных серий изготавливаются с опережающим $\cos\phi = 0,9$ независимо от реактивной мощности, которую предприятие может использовать. Поэтому в расчетных затратах должна учитываться только стоимость активных потерь электроэнергии на генерацию реактивной мощности и стоимость регулятора возбуждения, если он устанавливается специально для этих целей.

В табл. 6.1 приведены значения номинальной активной мощности СД при различной частоте вращения ротора для различных энергосистем.

Таблица 6.1

Энергосистемы	Количество рабочих смен	СД [кВт] при частоте вращения [об/мин]							
		3000	1000	750	600	500	375	300	250
Урала	1	1000	1000	1600	1600	1600	2000	2000	2500
	2	2000	2500	3200	3200	4000	6300	6300	—
	3	2500	5000	6300	6300	—	—	—	—
Сибири	1,2,3	2000	2500	3200	3200	4000	—	—	—
Дальнего Востока	1,2,3	5000	6300	8000	10000	10000	—	—	—

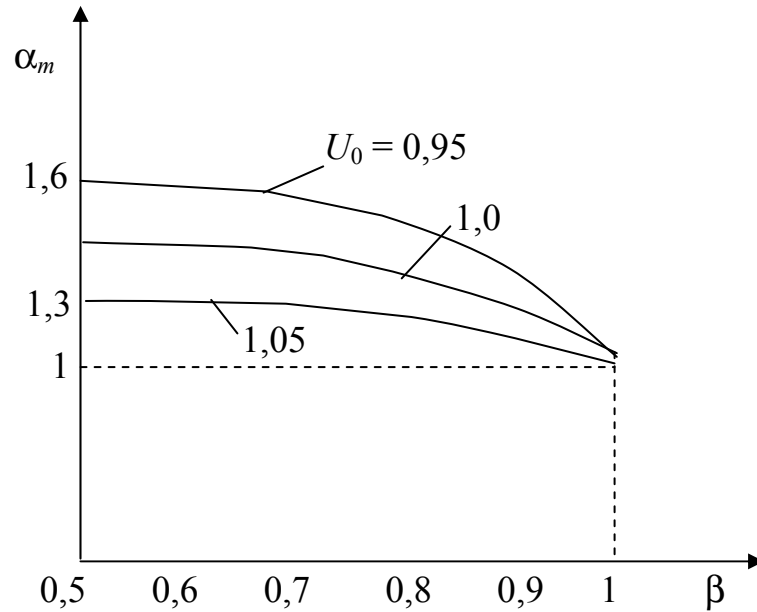


Рис. 6.5. Зависимость $\alpha_m = f(\beta, U_0)$

Наряду с величиной располагаемой реактивной мощности СД его показателем также является потеря активной мощности ΔP на генерацию $Q_{\text{сд,расп}}$ и дополнительные потери.

ΔP существенно зависит от $P_{\text{н}}$ и частоты вращения двигателя. Чем ниже значение $P_{\text{н,сд}}$ и частота вращения СД, тем выше потери в двигателе на генерацию реактивной мощности. Потери активной мощности в СД на генерацию реактивной мощности

$$\Delta P = \frac{D_1}{Q_{\text{н}}} \cdot Q + \frac{D_2}{Q_{\text{н}}^2} \cdot Q^2, \quad (6.7)$$

где D_1, D_2 – постоянные коэффициенты, зависящие от технических параметров СД. Их значения приведены в [9, 22].

Для группы параллельно работающих однотипных СД с одинаковым режимом работы величина суммарных потерь ΔP [кВт], обусловленных генерацией Q , будет равна

$$\Delta P = \frac{D_1}{Q_{\text{н}}} \cdot Q + \frac{D_2}{Q_{\text{н}}^2 \cdot N} \cdot Q^2, \quad (6.8)$$

где Q – суммарная реактивная мощность, генерируемая всеми СД (МВАр); $Q_{\text{н}}$ – номинальная мощность одного СД (МВАр).

Синхронные машины обладают хорошими статическими характеристиками по реактивной мощности $Q = f(U)$. При снижении напряжения на вводах СМ до определенного уровня синхронные машины по-

зволяют увеличивать генерацию Q и тем самым способствуют устранению дефицита Q , вызванного понижением напряжения.

На рис. 6.7 приведены статические характеристики располагаемой $Q_{\text{расп}}$ для одного из СД, построенные в относительных единицах при различном коэффициенте загрузки двигателя по активной мощности (K_3). За базисные условия приняты U_n и $Q_{\text{н.сд}}$.

При глубоких (аварийных) снижениях U у синхронных машин происходит автоматическая форсировка возбуждения, приводящая к существенному увеличению генерации Q .

Синхронные машины обладают хорошими динамическими характеристиками по Q , отражающими реакцию СМ по реактивной мощности на колебания напряжения в электрической сети. У СМ колебания напряжения вызывают изменения Q , при этом колебания напряжения находятся в противофазе с изменением Q . В результате СМ сглаживают график Q и способствуют уменьшению колебания напряжения.

Синхронные машины малочувствительны к несинусоидальности напряжения, поэтому они могут использоваться в качестве ИРМ в электрических сетях, питающих мощные вентильные преобразователи.

Батареи конденсаторов

Батареи конденсаторов (БК) являются нерегулируемыми или ступенчато регулируемыми ИРМ. Батарею разделяют на секции, каждую из которых следует подключать через отдельный коммутационный аппарат. БК способны только генерировать Q . Генерация $Q_{\text{ген}}$ батарей конденсаторов емкостью C , подключенной к электрической сети напряжением U , составляет

$$Q_{\text{ген}} = \left(\frac{U_c}{U_{\text{БК}}} \right)^2 \cdot Q_{\text{н.БК}}$$

Квадратичная зависимость генерируемой Q ведет к тому, что при снижении напряжения, например на 10 %, генерация Q уменьшается на 19 %. Режим с понижением напряжения в сети характеризуется дефицитом Q , который еще более возрастает из-за уменьшения ее генерации батареями конденсаторов. БК чувствительны к несинусоидальности напряжения в сети. При несинусоидальном U конденсаторы перегружаются токами высших гармоник, что приводит к сокращению срока их службы. БК могут увеличивать несинусоидальность напряжения в сети из-за возможности резонанса токов на одной из высших гармоник.

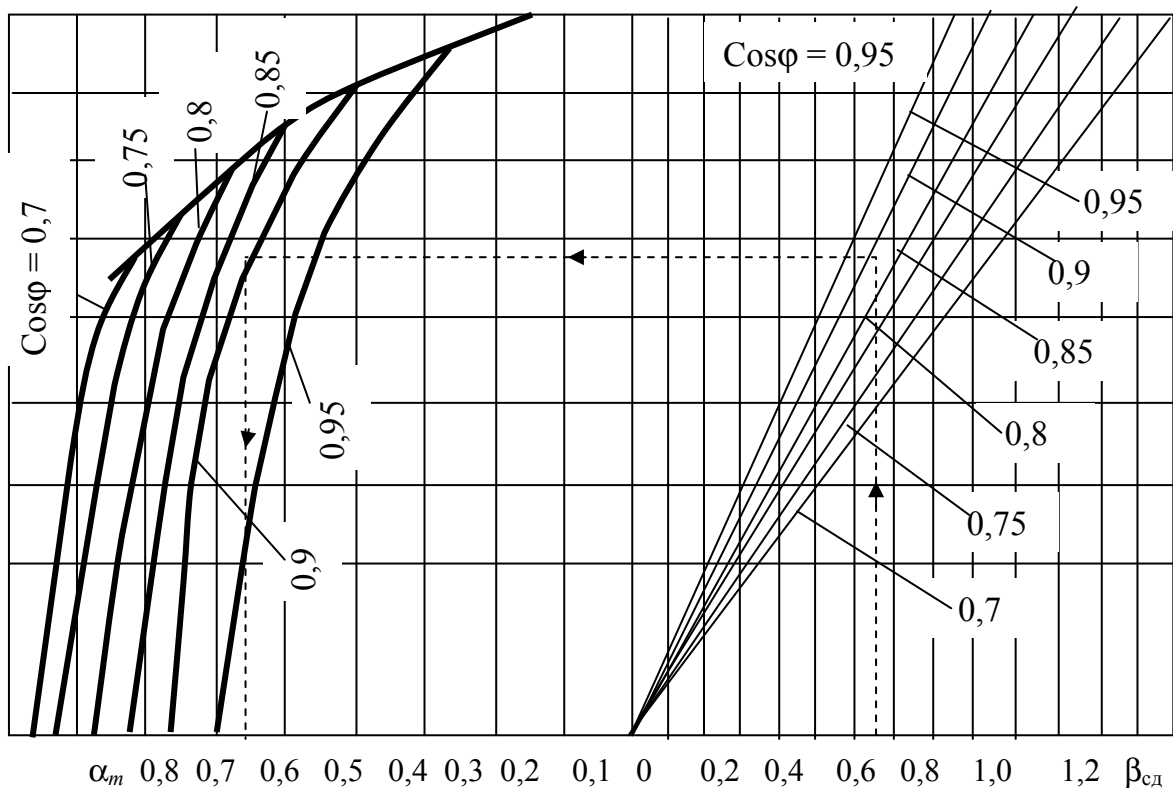


Рис. 6.6. Номограмма для определения значения α_m при номинальном токе возбуждения и $U = U_n$ в зависимости от коэффициента загрузки СД по активной мощности

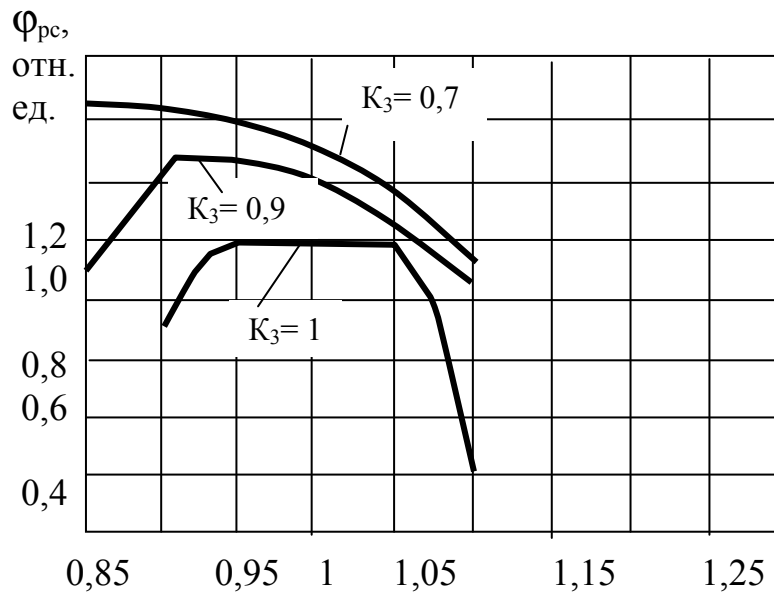


Рис. 6.7. Изменение располагаемой реактивной мощности синхронного двигателя СДН-16-104-6 в зависимости от напряжения ($\psi = Q_{pr}/Q_{n\text{сд}}$)

Несмотря на отмеченные недостатки БК, на промышленных предприятиях они получили наибольшее распространение как ИРМ. Основными их достоинствами являются:

- незначительные потери активной мощности, составляющие порядка 4,5 кВт/МВАр для U до 1 кВ и 2,5 кВт/МВАр для $U = 6-10$ кВ;
- отсутствие вращающихся частей, шума при работе, сравнительно малая масса установки с конденсаторами, и в связи с этим отсутствие необходимости в фундаменте;
- более простая и дешевая эксплуатация, чем других ИРМ;
- возможность увеличения или уменьшения установленной мощности в зависимости от потребности;
- возможность установки в любой точке сети: у отдельных ЭП, на 2–5 ступенях. Кроме того, выход из строя отдельного конденсатора, при надлежащей его защите, обычно не отражается на работе всей конденсаторной установки.

Зависимость мощности БК от квадрата напряжения сети снижает устойчивость нагрузки, а при особо неблагоприятных условиях это может привести к лавине напряжения. Особенностью узлов нагрузки, в которых это возможно, является преобладание в них загруженных АД и преобразовательных агрегатов, потребность которых в Q покрывается за счет БК. Для предотвращения этого явления может быть применена форсировка мощности конденсаторной установки (КУ), которая производится автоматическим изменением схемы соединения конденсаторов в установке.

Статические конденсаторы классифицируются по следующим признакам: U_n , числу фаз, роду установки, виду пропитки изоляции, габаритным размерам. Конденсаторы $U_n = 220-660$ В выпускаются как однофазными, так и трехфазными (соединение секций в треугольник), а конденсаторы $U_n = 1050$ В и выше (до 10,5 кВ) только в однофазном.

По роду установки конденсаторы всех U_n могут изготавливаться как для наружных, так и для внутренних установок. Конденсаторы для наружных установок изготавливаются с внешней изоляцией (выводами) на $U_n \geq 3150$ В. По виду пропитки конденсаторы разделяются на конденсаторы с пропиткой минеральным (нефтяным) маслом и конденсаторы с пропиткой синтетическим жидким диэлектриком (соволом или трихлордифенилом).

Конденсаторы единой серии $U_n \leq 1050$ В изготавливаются со встроенными плавкими предохранителями, последовательно соединен-

ными с каждой секцией. Конденсаторы большего напряжения не имеют встроенных предохранителей и требуют отдельной их установки.

БК в установках с $U_H \leq 1$ кВ подключаются к сети с помощью автоматов или рубильников. БК в установках с $U_H > 1$ кВ подключаются к сети посредством выключателей или выключателей нагрузки. В целях экономии на аппаратах защиты не рекомендуется применять мощности БК менее: 400 кВАр при $U_H = 6-10$ кВ и присоединении БК к отдельному выключателю; 100 кВАр при $U_H = 6-10$ кВ и присоединении БК к общему с трансформатором или ЭП выключателю.

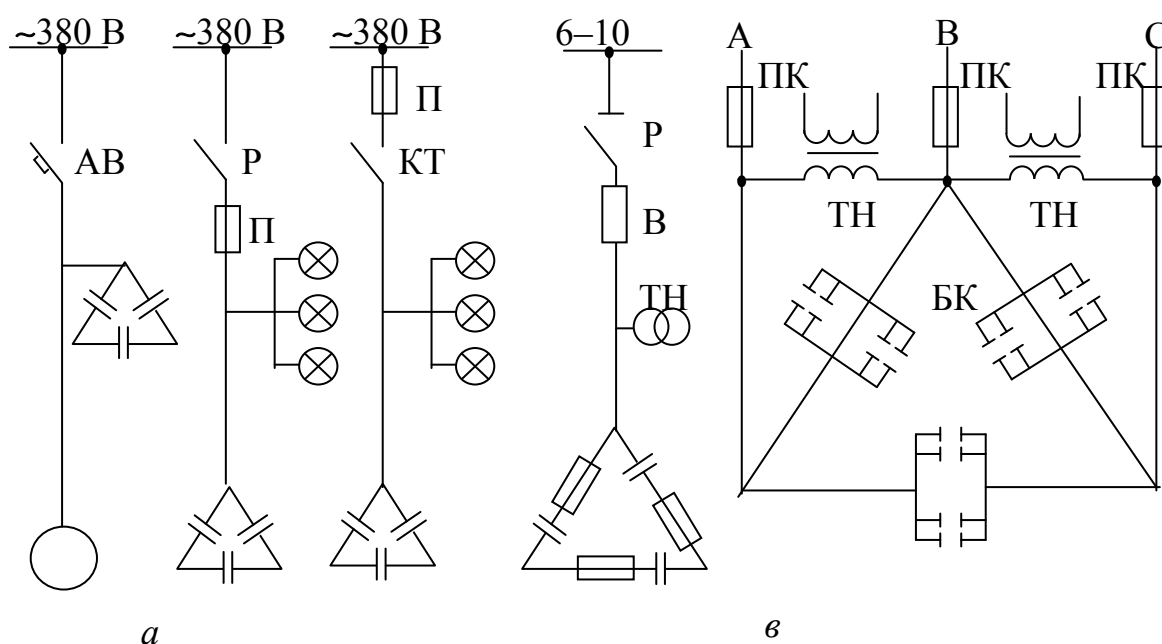


Рис. 6. 8. Присоединение конденсаторов к шинам 0,4 кВ (а) и 6-10 кВ (в)

Для безопасности обслуживания отключенных БК при снятии электрического заряда требуется применение разрядных сопротивлений, присоединенных параллельно конденсаторам. Разрядные сопротивления могут быть встроенными внутрь конденсатора или внешними. В качестве разрядных сопротивлений в БК с напряжением 220 В применяются лампы накаливания в каждой фазе по две последовательно включенных лампы, а в БК с $U_H = 6-10$ кВ – однофазные трансформаторы напряжения (НОМ– 6 или НОМ– 10). Схема присоединения БК к шинам $U_H = 0,4$ кВ и $U_H = 6-10$ кВ приведена на рис. 6.8.

Реактивная мощность Q однофазного конденсатора или трехфазного конденсатора с соединением фаз в треугольник равна:

$$Q = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C \cdot U^2 \cdot 10^{-9} \text{ (кВАр)},$$

где C – сумма емкостей трех фаз для трехфазного конденсатора (МкФ); U – напряжение сети в месте присоединения БК (В).

В зависимости от места подключения конденсаторных установок компенсация может быть разделена на индивидуальную, групповую и централизованную.

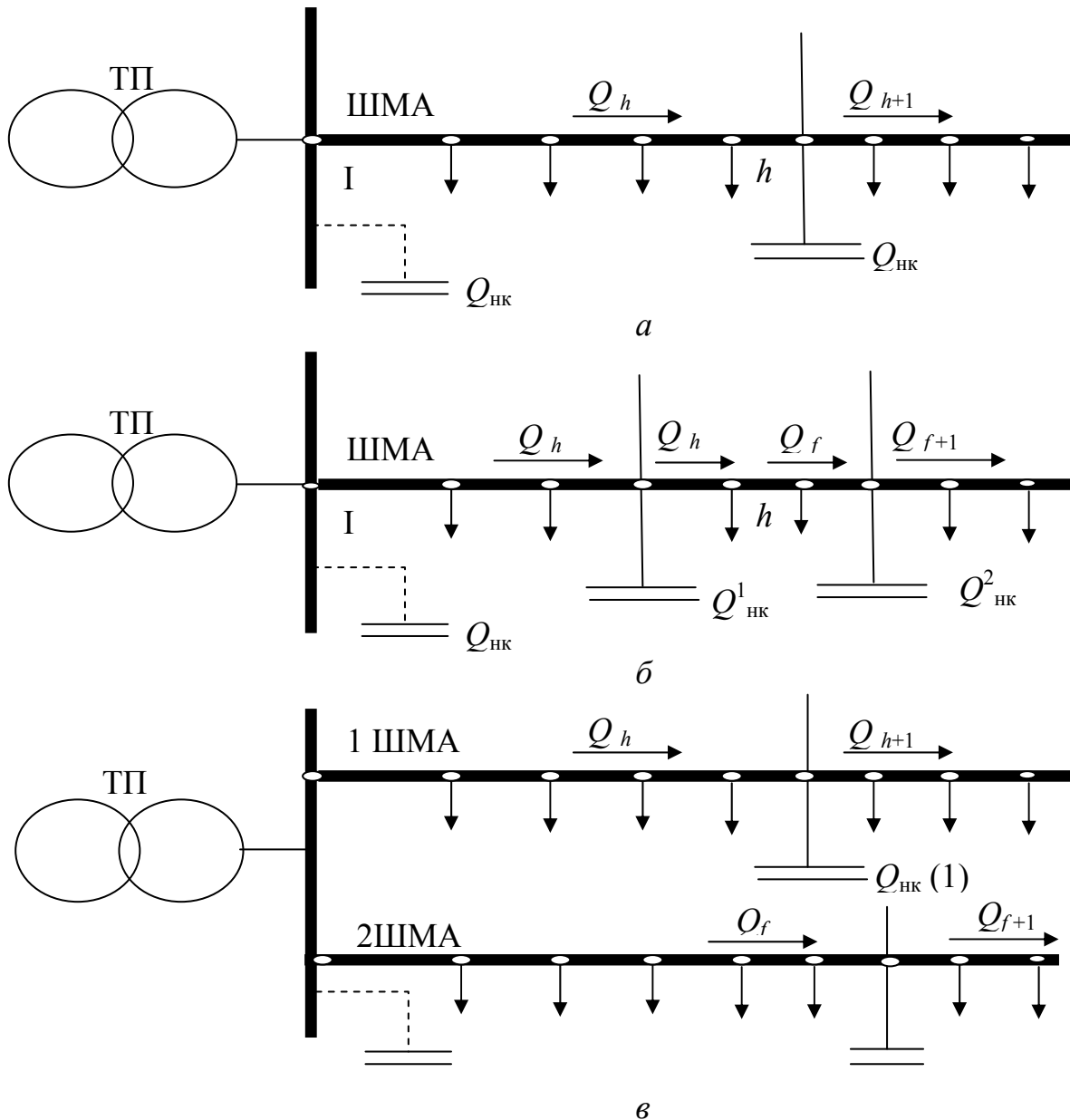


Рис. 6. 9. Схема подключения НБК к магистральным шинопроводам:
 а – одна НБК; б – две НБК; в – два магистральных шинопровода
 с установкой по одной НБК

Индивидуальная компенсация – КУ наглухо подсоединяется к выводам ЭП (УР1). В этом случае вся электрическая цепь от ИП до ЭП разгружается от реактивного тока. Недостаток этого способа – КУ используется только во время работы электроприемника.

Групповая компенсация осуществляется подключением КУ к распределительным шкафам или шинопроводам цеховой сети (рис. 6.9). Такая компенсация применяется в цехах, среда которых не агрессивна и неопасна по пожару и взрыву. В противном случае КУ размещаются в отдельном помещении, и такая компенсация называется централизованной.

При централизованной компенсации КУ подключаются к шинам 0,4 кВ ТП (УР3) или к шинам распределительного пункта напряжением 6–10 кВ (КУ, СД, УР4-5) и используются наиболее полно. Однако при этом не разгружается от реактивного тока электрическая сеть от РП (РУ– 6– 10 кВ) до ЭП.

Рассмотрим на конкретной схеме цеховой сети распределение мощности КУ.

Распределение мощности конденсаторных установок в цеховой сети напряжением до 1 кВ

С целью дальнейшего снижения потерь в сетях для каждой цеховой трансформаторной подстанции (ТП) рассматривается возможность распределения ранее найденной низковольтной БК (НБК) в ее сети с учетом технических возможностей подключения отдельных батарей.

Если распределительная сеть выполнена только кабельными линиями (без шинопроводов), то ККУ любой мощности рекомендуется присоединять непосредственно к шинам цеховой ТП с использованием соответствующего автоматического выключателя. При питании от одного трансформатора двух и более магистральных шинопроводов к каждому из них присоединяется только по одной НБК (рис. 6.10). Общую расчетную мощность батарей распределяют между шинопроводами пропорционально их суммарной реактивной нагрузке.

Для схем с магистральными шинопроводами и единичной мощностью комплектных конденсаторных установок до 400 кВАр они подключаются к ШМА без дополнительной установки отключающего аппарата (ввиду установки последнего в комплекте ККУ), а при мощности более 400 кВАр – через отключающий аппарат с выполнением требований ПУЭ.

На одиночном магистральном шинопроводе предусматривают установку не более двух близких по мощности ККУ суммарной мощностью

$$Q_{\text{нбк}} = Q_{\text{нбк}}^{(1)} + Q_{\text{нбк}}^{(2)}.$$

Если основные реактивные нагрузки шинпровода присоединены ко 2-й его половине, следует устанавливать только одну НБК. Точку ее подключения определяют из условия

$$Q_n = \frac{Q_{\text{нбк}}}{2} \geq Q_{n+1}, \quad (6.8)$$

где Q_n , Q_{n+1} – наибольшие реактивные нагрузки шинпровода, соответственно, перед узлом n и после него (рис. 6.9, а, б).

При присоединении к шинпроводу двух НБК точки их подключения находят из следующих условий: точка подключения дальней НБК (рис. 6.9, б)

$$Q_f \geq \frac{Q_{\text{нбкд}}}{2} \geq Q_{f+1}, \quad (6.9)$$

точка подключения ближней к трансформатору НБК (рис. 6.10, б)

$$Q_n - Q_{\text{нбкд}} \geq \frac{Q_{\text{нбк}}}{2} \geq Q_{n+1} - Q_{\text{нбкд}}. \quad (6.10)$$

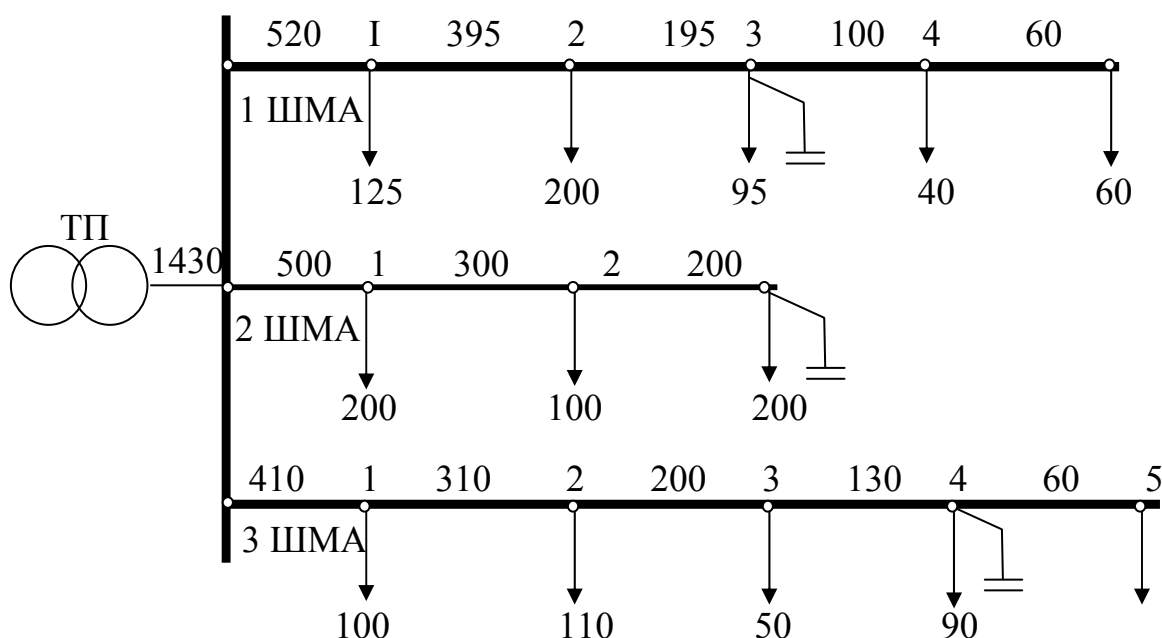


Рис. 6.10. Расчетная схема к примеру

П р и м е р. Определить место присоединения конденсаторных установок к магистральным шинопроводам при указанных на рис. 6.10 реактивных нагрузках (в кВАр) на различных участках шинопроводов (показаны стрелками). Суммарная мощность ККУ, подлежащая распределению между шинопроводами, $Q_{\text{нбк}} = 800$ кВАр, на каждом шинопроводе предусмотрена установка одной ККУ. Имеется три ККУ – две по 300 кВАр и одна 200 кВАр.

Р е ш е н и е.

1. Распределяем три ККУ между ШМА пропорционально их нагрузкам. Так как нагрузки 1 ШМА и 2 ШМА больше, то к ним намечаем присоединить ККУ по 300 кВАр, а к 3 ШМА – 200 кВАр.

2. Определяем место присоединения ККУ к шинопроводам по условию (6.8). Рассмотрим для примера 1 ШМА.

Для 1 ШМА $Q_{\text{нбк}}/2 = 300/2 = 150$ кВАр. Проверяем последовательно (6.8) для разных узлов 1 ШМА:

- узел 1 – $520 > 150 < 395$ – условие не выполняется;
- узел 2 – $395 > 150 < 195$ – условие не выполняется;
- узел 3 – $195 > 150 < 100$ – условие выполняется;
- узел 4 – $100 < 150 > 100$ – условие не выполняется;
- узел 5 – $60 < 150 > 0$ – условие не выполняется.

Следовательно, ККУ должна быть подключена, согласно условию (6.8), в точке 3.

Аналогично определяются узлы присоединения НБК к 2 ШМА и 3 ШМА (для 2 ШМА – узел 3, для 3 ШМА – узел 4).

Статические компенсирующие устройства – статические ИРМ

Появление мощных ЭП с резкопеременной и нелинейной нагрузками (дуговые сталеплавильные печи, вентильные преобразовательные установки и др.) привело к значительному искажению кривых токов и напряжений в системах электроснабжения. Набросы Q , сопровождающие нормальную работу этих ЭП, вызывают значительные изменения питающего напряжения. При этом компенсация Q с помощью конденсаторных установок оказалась неэффективной из-за инерционности регулирования их мощности или затруднительной из-за перегрузки конденсаторов высшими гармониками. Это привело к созданию принципиально новых компенсирующих устройств – статических ИРМ, к которым предъявляются следующие требования:

- высокое быстродействие изменения Q ;

- возможность генерирования и потребления Q ;
- возможность работы в условиях воздействия высших гармоник.

Основными элементами статических ИРМ являются конденсатор, дроссель и вентили (тиристоры), обеспечивающие ее быстрое преобразование.

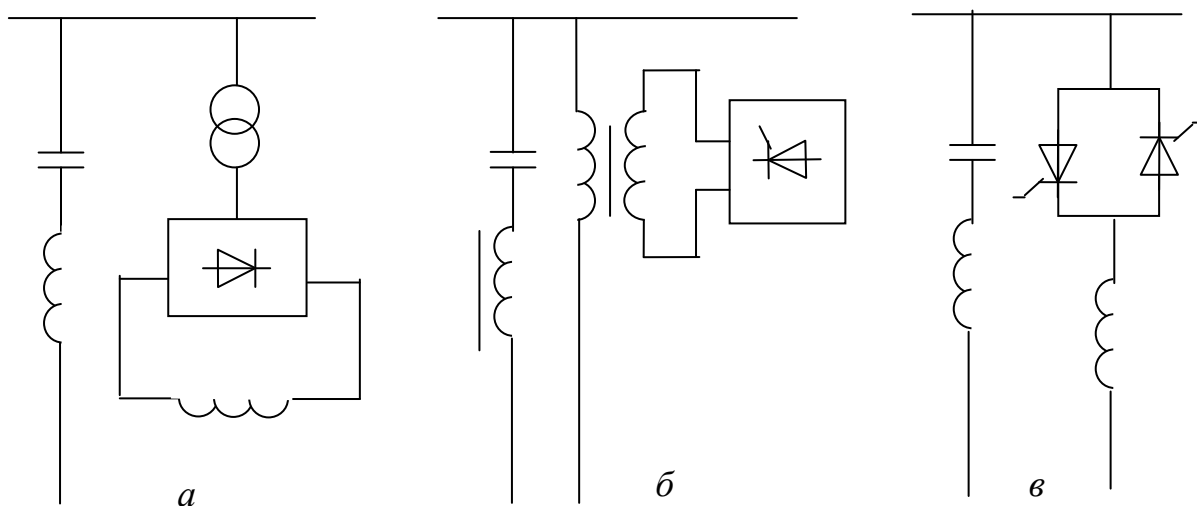


Рис. 6.11. Принципиальные схемы статических компенсирующих устройств

На рис. 6.11 приведены некоторые схемы статических ИРМ. Они содержат фильтры высших гармоник (генерирующая часть) и регулируемый дроссель в различных исполнениях. Все многообразие существующих схем можно разделить на три группы [12]:

- мостовые ИРМ с индуктивным накопителем на стороне постоянного тока (рис. 6.11, *a*);
- реакторы насыщения с нелинейной вольт-амперной характеристикой (рис. 6.11, *б*);
- реакторы с линейной вольт-амперной характеристикой и последовательно включенными встречно-параллельными управляемыми вентилями (рис. 6.11, *в*).

Основными достоинствами этих устройств являются высокое быстродействие и малые потери активной мощности.

Линии электропередачи как ИРМ

Существенная генерация Q емкостной проводимостью ЛЭП проявляется только при напряжении выше 220 кВ. Однако передавать ее промышленным предприятиям экономически нецелесообразно. В сетях электроснабжения предприятий генерация Q емкостной проводимостью

не превышает нескольких процентов потребления. Поэтому емкостная проводимость ЛЭП систем электроснабжения промышленных предприятий не может рассматриваться как существенный источник реактивной мощности.

6.3.2. Экономические характеристики источников реактивной мощности и затраты на генерацию и передачу реактивной мощности

Основное назначение синхронных генераторов (СГ) – выработка электрической энергии. Затраты на генерацию Q синхронными генераторами определяются только стоимостью дополнительных потерь активной мощности в статорной обмотке и обмотке возбуждения генераторов, вызванных выработкой Q .

В СГ, как и в синхронных двигателях, потери активной мощности (ΔP_T), обусловленной генерацией Q , выражаются квадратичной функцией (6.7). Современные СГ имеют большую единичную мощность (от 50 до 500 МВт и выше), поэтому активные сопротивления статорной обмотки и обмотки возбуждения генераторов малы. Коэффициенты D_1 и D_2 , отражающие значение потерь активной мощности в статоре и роторе, тоже малы. Это и объясняет экономичность СГ электростанций как ИРМ, как это следует из приведенного ниже примера.

Затраты на генерацию Q синхронными двигателями определяются стоимостью дополнительных потерь активной мощности в СД, вызванных выработкой Q (см. 6.7). Единичная мощность СД в среднем более чем на порядок меньше, чем СГ, поэтому удельные затраты на генерацию Q синхронными двигателями больше, чем СГ. Например [11], при генерации Q_n синхронным двигателем СДН-18-14-40 с $U_n = 6$ кВ, $P_n = 320$ кВт, $Q_n = 181$ кВАр, $D_1 = 6,26$ кВт, $D_2 = 6,93$ кВт годовые удельные затраты будут в 21 раз больше, чем для СГ типа ТВ-50-2 ($P_{нсг} = 50$ МВт).

В общем случае, затраты на генерацию Q любыми источниками могут быть определены из выражения

$$Z = E_n \cdot K + I, \quad (6.11)$$

где E_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений; K – капитальные вложения в сооружение установки; I – текущие затраты.

$$I = I_a + I_o + C = E_a \cdot K + E_o \cdot K + C, \quad (6.12)$$

где E_a – отчисления на амортизацию; E_o – отчисления на обслуживание; C – годовая стоимость потерь электроэнергии при эксплуатации установки на выработку Q , равная

$$C = C_o \cdot \Delta P_M, \quad (6.13)$$

где C_o – удельная стоимость потерь электроэнергии, руб/кВт; для Сибири $C_o = 85$ руб./кВт (подробно в [3]); ΔP_M – потери активной мощности на выработку Q в той или иной установке.

Тогда величину затрат можно представить как

$$Z = (E_H + E_a + E_o) \cdot K + C = E \cdot K + C, \quad (6.14)$$

где E – суммарные ежегодные отчисления от капитальных вложений, которые для электротехнического оборудования напряжением до 20 кВ равны 0,223.

Подставляя в выражение (6.11) с учетом (6.13) значение ΔP из выражения (6.7), получим суммарные расчетные затраты для группы из N однотипных СД:

$$\begin{aligned} Z &= E \cdot K + C = E_p \cdot N \cdot K_p + C_o \cdot \left(\frac{D_1}{Q_H^1} \cdot Q + \frac{D_2}{Q_H^2} \cdot Q^2 \right) = \\ &= Z_0 + Z_1 \cdot Q + Z_2 \cdot Q^2, \end{aligned} \quad (6.15)$$

где $Z_0 = E_p \cdot N \cdot K_p$ – постоянная составляющая затрат, руб; K_p – стоимость регулятора возбуждения; E_p – величина ежегодного отчисления;

$$Z_1 = C_o \cdot \left(\frac{D_1}{Q_H} \cdot Q + \frac{2 \cdot D_2}{Q_H} \cdot \frac{Q_{\text{пр}}}{N} \right) [\text{руб./МВАр}]$$

(здесь второй член будет в случае, если СД генерируют для прочих потребителей),

$$Z_2 = C_o \cdot \frac{D_2}{Q_H^2 \cdot N} [\text{руб./мВАр}^2].$$

Для генераторов электростанций $Z_0 = 0$, Z_1 и Z_2 определяются, как и для СД. Величины D_1 и D_2 приведены в [9, 22].

Расчетные затраты по конденсаторным батареям (БК)

Основную долю расчетных затрат для БК составляют отчисления от капиталовложений на ее установку. В стоимости БК следует разли-

часть постоянную часть, не зависящую от мощности БК, и переменную часть, пропорциональную ее мощности, т. е.

$$K = K_0 + K_y \cdot Q_H, \quad (6.16)$$

где K_0 – постоянная капиталовложений; K_y – удельная стоимость установки БК (для $U < 1$ кВ, $K_y = 12$ тыс.руб./МВАр и $K_y = 6$ тыс.руб./МВАр для $U = 6-10$ кВ по [3]).

Для комплектной конденсаторной установки (ККУ) напряжением 6–10 кВ необходимо дополнительно предусмотреть камеру КРУ значительной стоимости. Это будет постоянная составляющая K_0 , учитывающая стоимость ККУ и КРУ.

Величина расчетных затрат, согласно (6.14), будет

$$Z = E \cdot (K_0 + K_y \cdot Q_H) + C. \quad (6.17)$$

Стоимость потерь электроэнергии

$$C = C_0 \cdot \Delta P_{\text{БК}} \cdot Q, \quad (6.18)$$

где $\Delta P_{\text{БК}}$ – удельные потери активной мощности в БК (для U до 1 кВ $\Delta P_{\text{БК}} = 4,5$ кВт/МВАр; для $U = 6-10$ кВ $\Delta P_{\text{БК}} = 2,5$ кВт/МВАр); Q – генерируемая БК реактивная мощность, (МВАр), равная

$$Q = \left(\frac{\dot{U}}{\dot{U}_{\text{БК}}} \right)^2 \cdot Q_H, \quad (6.19)$$

где $\dot{U}_{\text{БК}}$ – отношение U_H БК к U_H сети; \dot{U} – относительное напряжение сети в пункте присоединения БК.

Для напряжения до 1 кВ $\dot{U}_{\text{БК}} = 1$, для $U = 6-10$ кВ $\dot{U}_{\text{БК}} = 1,05$. Подставляя значение Q_H из (6.16) в (6.14) и учитывая (6.15), получим

$$Z = E \cdot K_0 + \left[E \cdot K_y \cdot \left(\frac{\dot{U}_{\text{БК}}}{\dot{U}} \right)^2 + C_0 \cdot \Delta P_{\text{БК}} \right] \cdot Q = Z_0 + Z_1 \cdot Q, \quad (6.20)$$

где $Z = E \cdot K_0$, руб.; $Z_1 = E \cdot K_y \cdot \left(\frac{\dot{U}_{\text{БК}}}{\dot{U}} \right)^2 + C_0 \cdot \Delta P_{\text{БК}}$, руб./МВАр.

Затраты на генерацию Q батареями конденсаторов выражаются линейной функцией (6.17). Удельные затраты на генерацию Q БК больше, чем синхронными генераторами на электростанции. Затраты на генерацию Q БК в сетях напряжением до 1 кВ несколько больше, чем в сетях 6–10 кВ.

При сравнении БК с синхронными двигателями оказывается, что СД с $P_n \geq 1000$ кВт более экономичны, чем БК. Синхронные двигатели с $P_n < 1000$ кВт – менее экономичны.

Синхронные компенсаторы (СК) – это СД облегченной конструкции (без нагрузки на валу) и предназначены только для компенсации Q . Затраты на генерацию Q синхронным компенсатором включают в себя приведенные капиталовложения, стоимость потерь активной мощности холостого хода и стоимость нагрузочных потерь. В связи с этим СК оказывается самым неэкономичным ИРМ.

СК применяются для генерации Q в значительных количествах (50 МВАр и более) в сетях электрических систем и редко в системах электроснабжения предприятий. Расчетные затраты на генерацию Q синхронным компенсатором можно выразить в виде квадратичной функции реактивной мощности. Активные потери в СК в зависимости от их типа составляют около 1–3 кВт на 100 кВАр реактивной мощности. Помимо высоких удельных потерь активной мощности к недостаткам СК следует отнести усложнение и удорожание их эксплуатации по сравнению с БК.

Техническая целесообразность установки СК определяется их техническими возможностями, позволяющими автоматически плавно или практически мгновенно регулировать их Q и напряжение в сети. Последняя возможность достигается применением быстродействующих тиристорных возбуждателей, дающих эффект при резко переменном характере нагрузок (прокатные станы, дуговые электропечи и др.).

Одна из распространенных математических моделей расчетных затрат на элементы проектируемой электрической сети основана на использовании метода линеаризации, в соответствии с которой затраты на типовую группу элементов сети представляются в виде линейной зависимости от расчетной мощности S :

$$Z + v + c \cdot S, \quad (6.21)$$

где v , c – постоянные коэффициенты.

Первое слагаемое характеризует затраты, обусловленные наличием элемента, второе – отражает затраты, обусловленные способностью элемента сети передавать ту или иную расчетную мощность.

Выражение (6.21) может рассматриваться как функция затрат на передачу по элементу сети полной мощности S . Затраты на передачу чисто реактивной мощности

$$Z_{\Pi}(Q) = v + c \cdot \sqrt{P^2 + Q^2} - (v = c \cdot P). \quad (6.22)$$

Затраты на передачу Q через произвольный элемент сети представляются в виде квадратичной функции, передаваемой Q :

$$Z_{\Pi}(Q) = c_1 \cdot Q + c_2 \cdot Q^2, \quad (6.23)$$

где c_1 , c_2 – константы.

Затраты на передачу Q по элементам сети соизмеримы с затратами на ИРМ и поэтому оказывают существенное влияние на выбор и размещение ИРМ в системе электроснабжения.

6.4. Снижение потребления реактивной мощности на напряжении до 1 кВ без применения компенсирующих устройств

Мероприятия по снижению потребления приемниками Q должны рассматриваться в первую очередь, поскольку для их осуществления, как правило, не требуется значительных капитальных затрат [13]. К ним относятся следующие:

- упорядочение технологического процесса, ведущее к улучшению энергетического режима оборудования;
- замена малозагруженных АД двигателями меньшей мощности;
- понижение напряжения у двигателей, систематически работающих с малой нагрузкой;
- ограничение холостой работы двигателей;
- применение СД вместо АД в случаях, когда это возможно по условиям технологического процесса;
- повышение качества ремонта двигателей;
- замена малозагруженных трансформаторов;
- замена асинхронных двигателей синхронными.

Рассмотрим эффективность некоторых мероприятий.

6.4.1. Замена малозагруженных двигателей двигателями меньшей мощности

При номинальной нагрузке P_H и номинальном U_H АД потребляет из сети

$$Q_H = \frac{P_H}{\eta_{дн}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_H, \quad (6.24)$$

где $\eta_{дн}$ – КПД двигателя.

Реактивная мощность, потребляемая АД из сети при холостом ходе Q_{xx} , может быть найдена из выражения

$$Q_{xx} = \sqrt{3} \cdot U_H \cdot I_{xx}, \quad (6.25)$$

где I_{xx} – ток холостого хода двигателя.

Для АД с $\cos \varphi_H = 0,91-0,93$ Q_{xx} составляет около $0,5 \cdot Q_H$. Для АД с $\cos \varphi = 0,77-0,79$ Q_{xx} составляет $0,7 \cdot Q_H$. Увеличение потребления Q при полной нагрузке АД, по сравнению с потреблением при холостом ходе составляет

$$\Delta Q_H = Q_H - Q_{xx} = \frac{P_H}{\eta_{дн}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_H - \sqrt{3} \cdot U_H \cdot I_{xx}. \quad (6.26)$$

При нагрузках АД меньше номинальной прирост потребления Q , по сравнению с Q_{xx} , пропорционален квадрату коэффициента загрузки двигателя (K_3^2):

$$\Delta Q = K_3^2 \cdot \Delta Q_H, \quad (6.27)$$

где $K_3 = P/P_H$.

Таким образом, реактивная мощность, потребляемая АД при произвольной нагрузке, составляет

$$Q = Q_{xx} + \Delta Q_H \cdot K_3^2. \quad (6.28)$$

Коэффициент мощности АД при произвольной нагрузке $P = K_3 \cdot P_H$ с учетом (6.27) получается из выражения

$$\begin{aligned} \cos \varphi &= \frac{P}{S} = 1 / \sqrt{1 + \left(\frac{Q_{xx} + K_3^2 \cdot \Delta Q_H}{P_H \cdot K_3} \right)^2} = \\ &= \frac{P_H \cdot K_3}{\sqrt{(P_H \cdot K_3)^2 + (Q_{xx} + \Delta Q_H \cdot K_3^2)^2}}. \end{aligned} \quad (6.29)$$

Как следует из выражения (6.29), коэффициент мощности АД уменьшается при уменьшении его загрузки. Например, для загруженного на 100 % АД $\cos \varphi = 0,8$, при 50%-й загрузке $\cos \varphi = 0,65$, при 30%-й загрузке $\cos \varphi = 0,51$.

Отсюда следует, что замена систематически малозагруженных АД двигателями меньшей мощности способствует повышению коэффициента мощности установки. Практически замена малозагруженных АД целесообразна, если средняя загрузка АД составляет меньше 45 % $P_{нд}$ и производить расчеты не требуется. При загрузке АД более 70 % $P_{нд}$ его замена нецелесообразна. При загрузке АД в пределах от 45 до 70 % целесообразность их замены должна быть подтверждена достаточным уменьшением потерь активной мощности $P_{сум}$ в цепи и двигателе, рассчитанных по формуле

$$\Delta P_{сум} = [Q_{xx} (1 - K_3^2) + K_3^2 \cdot Q_H] \cdot K_{ип} + \Delta P_{xx} + K_3^2 \cdot \Delta P_{ан}, \quad (6.30)$$

где $\Delta P_{xx} = P_H \cdot \left(\frac{1 - \eta_{нд}}{\eta_{нд}} \right) \cdot \left(\frac{\alpha}{1 + \alpha} \right)$ – потери активной мощности при

xx АД, (кВт); $\Delta P_{ан} = P_H \cdot \left(\frac{1 - \eta_{нд}}{\eta_{нд}} \right) \cdot \left(\frac{1}{1 + \alpha} \right)$ – прирост потерь актив-

ной мощности в АД при 100%-й его загрузке, (кВт); $\alpha = \Delta P_{xx} / \Delta P_{ан}$ – расчетный коэффициент, зависящий от конструкции АД и определяемый из выражения

$$\alpha = \frac{\Delta P_{xx} \%}{(100 - \eta_{нд} \%) - \Delta P_{xx} \%},$$

где ΔP_{xx} – потери xx при 100%-й загрузке АД; $K_{ип}$ – коэффициент изменения потерь, численно равный удельному снижению потерь ак-

тивной мощности во всех элементах системы электроснабжения, получаемому при уменьшении передаваемой предприятию реактивной мощности: $K_{ип} = 0,02$ кВт/кВАр для трансформаторов, присоединенных к шинам электростанции.

6.4.2. Понижение напряжения у малозагруженных двигателей

При невозможности замены малозагруженных АД следует проверить целесообразность снижения напряжения на его зажимах. Снижение напряжения до определенного минимального допустимого значения $U_{\text{mindоп}}$ приводит к уменьшению потребления им Q (за счет уменьшения тока намагничивания) и тем самым к увеличению КПД АД. При этом одновременно уменьшаются потери активной мощности и, следовательно, увеличивается КПД АД. На практике применяют следующие способы снижения напряжения малозагруженных АД:

- переключение статорных обмоток с треугольника на звезду;
- секционирование статорных обмоток;
- понижение напряжения на цеховых ТП переключением ответвлений на трансформаторах.

Исследования показали, указанное переключение можно рекомендовать для АД напряжением до 1 кВ, систематически загруженных менее чем на 35–40 % P_n . В табл. 6.2 приведены зависимости КПД АД $\eta_Y \eta_\Delta$ в функции коэффициента его загрузки.

Таблица 6.2

$\eta_Y \eta_\Delta$	1,27	1,10	1,06	1,04	1,02	1,01	1,005	1,00
K_3	0,10	0,20	1,25	0,30	0,35	0,40	0,45	0,50

При переключении АД с треугольника на звезду, ввиду уменьшения максимального вращающего момента в 3 раза, необходимо производить проверку по предельному коэффициенту загрузки АД ($K_{3пр}$), определяемому условиями устойчивости:

$$K_{3пр} = \frac{K_{mm}}{4,5},$$

где K_{mm} – кратность максимального вращающего момента по отношению к номинальному. Значения K_{mm} приводятся в каталогах на АД.

Секционирование статорных обмоток АД можно рекомендовать в тех случаях, когда невозможно переключить обмотки с треугольника на звезду.

Если АД изготовлен с параллельными ветвями в статорной обмотке, то секционирование осуществляется относительно просто: путем перепайки лобовых соединений обмоток.

6.4.3. Ограничение холостого хода работающих асинхронных двигателей

Для ряда потребителей время работы АД на холостом ходу достигает 50–65 % всего времени работы. Если промежутки работы АД на холостом ходу достаточно велики, то целесообразно на это время отключать АД от сети.

6.4.4. Повышение качества ремонта двигателей

При выполнении ремонта АД необходимо соблюдать их номинальные данные. В противном случае из ремонта могут быть выпущены АД с повышенным потреблением реактивной мощности, большой неравномерностью загрузки отдельных фаз, увеличенным током холостого хода, отклонением от заводских обмоточных данных и другими серьезными недостатками. Все это создает повышенные потери энергии и ухудшает естественный коэффициент мощности предприятия.

6.4.5. Замена асинхронных двигателей синхронными

Синхронные двигатели, по сравнению с асинхронными, имеют следующие преимущества:

- возможность использования в качестве компенсирующих устройств при сравнительно небольших дополнительных первоначальных затратах, поскольку при работе с опережающим коэффициентом мощности полная мощность синхронного двигателя $S_{\text{нед}}$, определяющая его стоимость, растет в гораздо меньшей степени, чем его компенсирующая способность;
- возможность экономичного изготовления на небольшое число оборотов, при этом отпадает необходимость в промежуточных передачах между двигателем и рабочей машиной;
- меньшую зависимость вращающегося момента от колебаний напряжения (у синхронного двигателя момент пропорционален напряжению в первой степени, а у асинхронного – во второй степени);
- большую устойчивость узлов нагрузок и энергосистемы;

- более высокую производительность рабочего агрегата при синхронном электроприводе, поскольку скорость двигателя не зависит от нагрузки;

- меньшие потери активной мощности, так как КПД синхронного двигателя выше, чем у асинхронного.

Компенсирующая способность двигателя определяется нагрузкой на его валу, напряжением, подведенным к зажимам двигателя, и током возбуждения. С уменьшением тока возбуждения ниже номинального компенсирующая способность двигателя снижается.

Обычно в практических условиях нагрузка СД на валу составляет 50–100 % от номинальной. При такой нагрузке, а также при регулировании напряжения, подводимого к СД, можно использовать электроприводы с СД в качестве компенсаторов реактивной мощности, что было рассмотрено выше.

6.5. Выбор мощности компенсирующих устройств и их вида на основе нормативных документов

С 1982 года введены новые «Правила пользования электрической и тепловой энергией», предусматривающие нормирование потребления Q непосредственно в именованных единицах, т. е. наряду с нормированием потребления активной мощности нормируется и реактивная.

Учитывая необходимость постоянного поддержания оптимальных режимов в энергосистеме, реактивная мощность предприятий нормируется для периода максимальной активной нагрузки энергосистемы $Q_{Э1}$ и для периода минимальной нагрузки $Q_{Э2}$. Значения $Q_{Э1}$ и $Q_{Э2}$ рассчитываются энергоснабжающей организацией по специальной методике и на каждый квартал указываются в договоре с предприятием на пользование электрической энергией.

Оптимальное значение потребляемой из сетей энергосистемы реактивной мощности $Q_{Э1}$, задаваемое потребителю, определяет для него суммарную установленную мощность КУ.

Выбор мощности КУ производится, в соответствии с Указаниями по проектированию компенсации реактивной мощности (КРМ), в электрических сетях промышленных предприятий [22]. При проектировании компенсирующие устройства выбирают одновременно со всеми элементами системы электроснабжения, учитывая снижение токов, протекающих по сети, за счет использования средств компенсации. Но на начальной стадии проектирования определяются лишь суммарные расчетные (активная и реактивная) мощности электрических нагрузок предприятия

при естественном коэффициенте мощности с учетом ожидаемых потерь мощности в элементах системы электроснабжения: $P_{p\Sigma}$ и $Q_{p\Sigma}$. Наибольшая суммарная реактивная мощность предприятия в период максимума активных нагрузок в энергосистеме

$$Q_{\max 1} = K_{\text{нс}} \cdot Q_{p\Sigma}, \quad (6.31)$$

где $K_{\text{нс}}$ – коэффициент, учитывающий несовпадение по времени наибольшей активной нагрузки в энергосистеме и реактивной мощности предприятия.

Значение $K_{\text{нс}}$ принимается в зависимости от отрасли промышленности [12]. Пределы его изменения – от 0,95 до 0,75.

Значение реактивной $Q_{\max 1}$ и активной $P_{p\Sigma}$ нагрузок сообщаются в энергосистему для определения экономически обоснованной реактивной мощности, которую можно передать предприятию в режимах наибольшей и наименьшей активных нагрузок энергосистемы, соответственно, $Q_{\text{Э1}}$ и $Q_{\text{Э2}}$.

Суммарная мощность компенсирующих устройств $Q_{\text{ку}\Sigma}$, которая определяется балансом Q на границе раздела предприятия и энергосистемы (например БУР) в период наибольшей активной нагрузки в энергосистеме,

$$Q_{\text{ку}\Sigma} = Q_{\text{ку1}} = Q_{\max 1} - Q_{\text{Э1}}. \quad (6.32)$$

Мощность КУ предприятия для периода минимальной активной нагрузки в энергосистеме

$$Q_{\text{ку2}} = Q_{\max 2} - Q_{\text{Э2}}. \quad (6.33)$$

Пределы регулирования КУ на предприятии

$$\Delta Q_{\text{ку}} = Q_{\text{ку1}} - Q_{\text{ку2}}. \quad (6.34)$$

При условии $Q_{\max 1} = Q_{\max 2}$,

$$\Delta Q_{\text{ку}} = Q_{\text{Э2}} - Q_{\text{Э1}}. \quad (6.35)$$

Таким образом, базисная мощность КУ предприятия – $Q_{\text{ку1}}$, в пределах $\Delta Q_{\text{ку}}$ предприятие должно регулировать мощность компенсирующих устройств. Для промышленных предприятий с присоединен-

ной мощностью менее 750 кВА значение мощности КУ $Q_{ку\Sigma}$ задается энергосистемой и является обязательным при выполнении проекта электроснабжения этого предприятия.

В «Указаниях» [22] электрические сети предприятий по функциональным признакам работы электроустановок и средствам компенсации Q разделяют на две группы:

- общего назначения с синусоидальным и симметричным режимом;
- со специфическими нелинейными, несимметричными и резкопеременными нагрузками.

В сетях общего назначения в качестве средств компенсации используются БК напряжением до 1 кВ и выше 1 кВ и синхронные двигатели. В сетях со специфическими нагрузками, кроме указанных КУ, применяются фильтрокомпенсирующие устройства, симметрирующие устройства, фильтросимметрирующие устройства, устройства динамической и статической компенсации с быстродействующими системами управления и специальные быстродействующие синхронные компенсаторы. Подробно об этом в [12].

Распределение найденной суммарной мощности компенсирующих устройств $Q_{ку\Sigma}$ по уровням системы электроснабжения осуществляется по критерию минимума суммарных приведенных затрат на производство и передачу Q с учетом баланса реактивной мощности в каждом узле нагрузки (УР2–УР5). Теоретической базой такого распределения могут служить оптимизационная модель задачи [11] и изложенные общие закономерности компенсации реактивной мощности.

Электрические сети 2УР наиболее удалены от источников электроэнергии и к ним подключается большая часть электроприемников (1УР), потребляющих реактивную мощность. Коэффициент мощности нагрузки напряжением до 1 кВ не превышает 0,7–0,8. Выбор мощности компенсирующих устройств для 2УР и 3УР (в основном батареи конденсаторов напряжением до 1 кВ) производится совместно с выбором числа и мощности трансформаторов цеховых ТП. Первоначальным ориентиром для выбора КУ напряжением до 1 кВ может служить тангенс угла суммарной расчетной мощности предприятия после компенсации реактивной мощности ($\operatorname{tg} \varphi_k$).

При условии постоянства $\operatorname{tg} \varphi_k$ мощность компенсирующих устройств на напряжении до 1 кВ $Q_{кун}$ определяется выражением

$$Q_{кун} = Q_{\Sigma н} - P_{\Sigma н} \cdot \operatorname{tg} \varphi_k, \quad (6.36)$$

где $P_{\Sigma н}$ и $Q_{\Sigma н}$ – суммарная расчетная активная и реактивная мощности низковольтных ЭП.

Если за счет дополнительных КУ, по сравнению с определенными по формуле (6.36), удастся уменьшить число трансформаторов цеховых ТП, то это всегда экономически оправдано. В других случаях мощность КУ определяется с учетом полного использования выбранных трансформаторов цеховых ТП. Суммарная мощность БК напряжением до 1 кВ, разделяемая между отдельными трансформаторами цеха, пропорциональна их реактивным нагрузкам.

После выбора КУ в сетях напряжением до 1 кВ суммарная мощность КУ для 4УР в сети 6–10 кВ определяется выражением

$$Q_{кув} = Q_{\Sigma ку} - Q_{кун}.$$

Мощность $Q_{кув}$ необходимо распределить по видам компенсирующих устройств (синхронные двигатели или БК) и местам их присоединения. Основой для такого распределения являются оптимизирующие технико-экономические расчеты по критерию минимума приведенных затрат.

Предлагаются следующие практические рекомендации по использованию компенсирующих устройств:

1) СД с частотой вращения ротора (n) 1000 об./мин и более мощностью $P_n \geq 1000$ кВт, как правило, экономически целесообразно полностью использовать в качестве ИРМ;

2) СД с $n \leq 375$ об./мин экономически нецелесообразно использовать в качестве ИРМ (рекомендуется для таких СД режим при $\cos \varphi = 1,0$);

3) СД с $n = 750$ об./мин и $n = 500$ об./мин экономически оправдано использовать в качестве ИРМ на 30–70 %, причем большая нагрузка по Q соответствует двигателям большей P_n ;

4) суммарная мощность высоковольтных БК определяется разностью между мощностью КУ в сети 6–10 кВ и экономически оправданной реактивной мощностью высоковольтных СД.

Вопросы и задания для самопроверки

1. Каков физический смысл реактивной мощности и каковы ее источники в системах электроснабжения?

2. Почему предприятию выгодно иметь свои источники реактивной мощности?

3. Причины и значение проведения мероприятий по компенсации реактивной мощности.

4. Источники реактивной мощности на предприятии, их технические и экономические характеристики.

5. Мероприятия по снижению потребления реактивной мощности на напряжение до 1 кВ без применения компенсирующих устройств.

6. Опишите особенности выбора компенсирующих устройств на основе нормативных документов.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Тестовые вопросы по первому и второму разделам

1. Невыполнение баланса в электроэнергетике ($P_{\Gamma} < P_{\text{потр}} + \Delta P$) по активной мощности приведет:
 - 1) к недоотпуску электроэнергии потребителю;
 - 2) аварии в энергосистеме;
 - 3) нарушению техники безопасности.
2. Невыполнение баланса в электроэнергетике ($Q_{\Gamma} < Q_{\text{потр}} + \Delta Q$) по реактивной мощности приведет:
 - 1) к нарушению техники безопасности;
 - 2) развалу энергосистемы;
 - 3) увеличению потребления активной мощности.
3. Невыполнение условия по скорости протекания переходного процесса в электроэнергетике приведет:
 - 1) к недоотпуску электроэнергии потребителю;
 - 2) к экономии электроэнергии;
 - 3) к повышению потребления электроэнергии;
 - 4) к пожару или взрыву.
4. Невыполнение основных требований к системе электроснабжения приведет:
 - 1) к повышению себестоимости продукции производства;
 - 2) перерывам в электроснабжении;
 - 3) перестановке электрооборудования;
 - 4) нарушению надежности электроснабжения.
5. Нарушение электроснабжения потребителей I категории приведет:
 - 1) к недоотпуску продукции;
 - 2) аварии с возможными человеческими жертвами;
 - 3) нарушению техники безопасности.
6. Коэффициент использования характеризует использование мощности электроприемника (группы электроприемников), по сравнению с его (их) номинальной мощностью:
 - 1) за наиболее загруженную смену;
 - 2) сутки;
 - 3) рабочую неделю;
 - 4) календарный месяц.
7. Двухтрансформаторные цеховые подстанции применяются:
 - 1) в любом случае;
 - 2) при наличии потребителей I и II категорий – более 70 %;
 - 3) при наличии потребителей II и III категорий – 100 %.

8. Коэффициент разновременности максимумов нагрузки характеризует:
- 1) превышение максимальной нагрузки над средней за наиболее загруженную смену;
 - 2) смещение во времени максимумов нагрузки различных цехов;
 - 3) неравномерность графика во времени;
 - 4) степень использования мощности приемников, по сравнению с их номинальной мощностью, за максимально загруженную смену.
9. Коэффициент использования характеризует превышение номинальной мощности электроприемника (группы приемников):
- 1) над среднеквадратичной;
 - 2) средней за наиболее загруженную смену;
 - 3) максимальной.
10. Коэффициент максимума характеризует превышение максимальной нагрузки P_M :
- 1) над средней $P_{ср}$ за наиболее загруженную смену;
 - 2) установленной $P_{уст}$;
 - 3) номинальной (приведенной к ПВ = 100 %) $P_{ном}$;
 - 4) среднеквадратичной $P_{срк}$ за наиболее загруженную смену.
11. Коэффициент максимума характеризует превышение максимальной нагрузки P_M над средней $P_{ср}$:
- 1) за календарный месяц;
 - 2) рабочую неделю;
 - 3) сутки;
 - 4) наиболее загруженную смену.
12. Коэффициент максимума характеризует превышение максимальной нагрузки P_M :
- 1) над среднеквадратичной $P_{срк}$;
 - 2) средней $P_{ср}$;
 - 3) установленной $P_{уст}$;
 - 4) номинальной, приведенной к ПВ = 100 %, $P_{ном}$:
 - а) за календарный месяц;
 - б) рабочую неделю;
 - в) сутки;
 - г) наиболее загруженную смену.
13. Канализация электрической энергии в сетях промышленных предприятий (выше 1000 В) осуществляется:
- 1) троллеями;
 - 2) наружными электропроводками;
 - 3) открытыми и скрытыми электропроводками внутри зданий;
 - 4) воздушными и кабельными линиями.

14. Канализация электроэнергии в сетях промышленных предприятий напряжением до 1000 В осуществляется:
 - 1) монтажными проводами;
 - 2) токопроводами;
 - 3) комплектными троллеями;
 - 4) наружными открытыми и скрытыми электропроводами;
 - 5) открытыми и скрытыми электропроводами внутри зданий.

15. Для чего производится расчет электрической нагрузки в сетях до 1 кВ по условиям нагрева и защиты:
 - 1) для выбора электрооборудования и проводников;
 - 2) построения карты селективности;
 - 3) обеспечения безопасности обслуживающего персонала.

16. По какому воздействию на элемент схемы определяется расчетная нагрузка:
 - 1) по потерям напряжения;
 - 2) термическому воздействию;
 - 3) механическому воздействию;
 - 4) фазному сдвигу тока и напряжения.

17. Что это за элемент, по воздействию на который определяется расчетная нагрузка:
 - 1) на трансформатор;
 - 2) воздушные провода;
 - 3) кабельные линии;
 - 4) троллеи.

18. С какой целью проверяются кабели на термическую стойкость:
 - 1) для проверки потери напряжения;
 - 2) оценки правильности выбранного сечения кабеля;
 - 3) выбора марки кабеля.

19. Для чего производится расчет токов КЗ в сетях до 1 кВ:
 - 1) для обеспечения безопасности обслуживающего персонала;
 - 2) проверки оборудования и проводников на термическую и динамическую стойкость;
 - 3) расчета потерь напряжения в сети;
 - 4) определения расчетной нагрузки.

20. От каких режимов работы оборудования защищает плавкий предохранитель:
 - 1) от перегрузки;
 - 2) потерь напряжения;
 - 3) коротких замыканий;
 - 4) динамических воздействий.

21. Назначение автоматических выключателей с комбинированным расцепителем:
 - 1) для ограничения потерь напряжения;
 - 2) защиты сети от токов перегрузки и короткого замыкания;
 - 3) создания видимого разрыва в цепи;
 - 4) ограничения перенапряжений.

22. В каждую фазу трехфазных автоматических выключателей устанавливаются:
 - 1) расцепитель минимального напряжения и предохранитель;
 - 2) электромагнитный расцепитель и предохранитель;
 - 3) расцепитель минимального напряжения и/или независимый расцепитель;
 - 4) тепловой и/или электромагнитный расцепитель.

23. Предохранитель отключает цепь в результате:
 - 1) спекания кварцевого песка;
 - 2) разрушения корпуса;
 - 3) расплавления плавкой вставки;
 - 4) отделения от корпуса рабочих контактов.

24. С какой целью применяется компенсация реактивной мощности на промышленных предприятиях:
 - 1) для обеспечения безопасности обслуживающего персонала;
 - 2) обеспечения термической стойкости проводников;
 - 3) с целью снижения потерь мощности и напряжения в элементах сети.

25. Средства компенсации реактивной мощности на промышленных предприятиях:
 - 1) силовые трансформаторы;
 - 2) проводники;
 - 3) конденсаторы и синхронные ЭД;
 - 4) защитные аппараты.

26. Отключение разъединителем необесточенной цепи приведет к образованию:
 - 1) искрового разряда;
 - 2) коронного разряда;
 - 3) слабotoчной кратковременной дуги;
 - 4) устойчивой дуги.

27. Короткозамыкателями производят следующие операции:
 - 1) отключают поврежденные участки линий электропередачи;
 - 2) заземляют части электрооборудования, не находящиеся под потенциалом;
 - 3) заземляют нейтраль трансформаторов;
 - 4) создают искусственное короткое замыкание.

28. Длительная аварийная перегрузка силовых трансформаторов на 40 % допускается:
- 1) на период не более 6 суток, продолжительностью не более 5 часов в сутки;
 - 2) период не более 5 суток, продолжительностью не более 6 часов в сутки;
 - 3) период не более 5 суток, продолжительностью не более 8 часов в сутки;
 - 4) на любое время.
29. Выключатель нагрузки предназначен:
- 1) для отключения и включения цепей в нормальном и аварийном режимах;
 - 2) отключения и включения токов в нагрузки в нормальном режиме;
 - 3) отключения и включения токов в аварийных режимах;
 - 4) автоматического отключения поврежденного участка линии или трансформатора.
30. Преимущества использования схем с глубоким вводом:
- 1) удобство эксплуатации;
 - 2) снижение потерь электроэнергии;
 - 3) снижение токов короткого замыкания.
31. В каком случае внутрицеховая сеть выполняется радиальной:
- 1) для повышения надежности электроснабжения;
 - 2) снижения токов КЗ;
 - 3) экономии электроэнергии.
32. По условиям самозапуска механизмы разделяются:
- 1) на три группы;
 - 2) четыре группы;
 - 3) две группы.
33. С какой целью производится самозапуск электродвигателей, приводящих в движение механизмы (компрессоры, насосы и др.):
- 1) для повышения производительности труда;
 - 2) экономии электроэнергии;
 - 3) снижения потерь напряжения;
 - 4) сохранения технологического процесса.
34. С какой целью производится регулирование напряжения, выдаваемого силовыми трансформаторами:
- 1) изменения их мощности;
 - 2) ограничения напряжения короткого замыкания;
 - 3) обеспечения необходимого качества электроэнергии у потребителя;
 - 4) по условиям релейной защиты.

35. В цеховых трансформаторах повышение выходного напряжения производится в результате:
- 1) изменения числа витков в обмотке низшего напряжения;
 - 2) изменения числа витков в обмотке высшего напряжения;
 - 3) включения в цепь обмотки высшего и низшего добавочного сопротивления.
36. Режимы нейтралей трансформаторов в системах электроснабжения. С какой целью применяется тот или иной режим нейтрали:
- 1) по условиям электромонтажа;
 - 2) из требований защиты;
 - 3) по условиям безопасности обслуживающего персонала и надежности работы электрооборудования;
 - 4) по условиям термической стойкости изоляции трансформатора.
37. В каких случаях учитывается подпитка мест короткого замыкания от синхронных ЭД:
- 1) если СД подключен к точке КЗ через реактор;
 - 2) если СД подключен к точке КЗ кабельной линией длиной более 300 м;
 - 3) если СД подключен к точке КЗ кабелем длиной до 300 м.
38. В каком случае в схемах замещения при расчете токов КЗ сопротивление системы не учитывается ($X_c = 0$):
- 1) при мощности системы равной мощности трансформаторов ГПП;
 - 2) при мощности системы в 10 и более раз превышающей мощность трансформаторов ГПП;
 - 3) при мощности системы в 2 раза превышающей мощность трансформаторов ГПП.

Приложение 2

Таблица П. 2.1

Средние значения коэффициентов использования (K_u) и мощности ($\cos \varphi$) для характерных групп электроприемников, отдельных корпусов, цехов, мастерских и складов

№	Наименование	K_u	$\cos \varphi$
1	2	3	4
1	Металлорежущие станки с нормальным режимом работы: мелкие токарные, строгальные, фрезерные, сверлильные, шлифовальные, точильные, гильстинные и т. д.	0,14–0,16	0,5–0,6
	Металлообрабатывающие станки при тяжелом режиме работы: штамповочные прессы, обдирочные станки, механические ножницы, зубофрезерные, а также крупные токарные фрезерные, расточные, карусельные станки	0,17–0,22	0,6
	Металлообрабатывающие станки с особо тяжелым режимом работы: приводы молотов, ковочных машин, волочильных станков, бегунов	0,22–0,26	0,65
	Вентиляторы, эксгаустеры, калориферы	0,6–0,65	0,8
	Насосы, компрессоры, двигатели-генераторы	0,7–0,75	0,8
	Краны, тельферы	0,1–0,2	0,5
	Конвейеры, транспортеры, элеваторы	0,4–0,5	0,75
	Сварочные трансформаторы	0,3–0,35	0,35
	Многопостовые сварочные двигатели-генераторы	0,4–0,5	0,35
	Сварочные машины, шовные, точечные	0,25–0,35	0,5–0,6
	Печи сопротивления, сушильные шкафы, нагревательные шкафы	0,6–0,8	0,95–1,0
	Ламповые генераторы индукционных печей высокой частоты	0,6–0,7	0,65
	Переносной электроинструмент	0,1–0,15	0,5
	Формовочные машины	0,15–0,20	0,6
	2	Деревообрабатывающие станки, токарные, сверлильные, фуговочные, рейсмусовые, долбежные, строгальные и т. д.	0,17
Пилорамы, дисковые пилы		0,25–0,3	0,65
Корпуса, цеха, насосные и другие установки общепромышленного назначения			
	Ремонтно-механические	0,2–0,3	0,65–0,7
	Электроремонтные	0,3–0,4	0,7–0,8
	Насосные, кислородные, компрессорные станции с электродвигателями низкого напряжения	0,6–0,65	0,7–0,85

Продолжение табл. П. 2.1

1	2	3	4
	То же, но с электродвигателями высокого напряжения:		
	а) асинхронные	0,7–0,8	0,8–0,9
	б) синхронные	0,7–0,8	0,85–0,9
	Вентиляционные установки и отопление	0,6–0,7	0,8
	Газогенераторные станции	0,4–0,5	0,7–0,8
	Литейные черных металлов	0,5–0,7	0,7–0,8
	Литейные цветных металлов	0,6–0,7	0,8–0,9
	Дуговые сталеплавильные печи	0,6–0,75	0,9
	Дуговые печи цветного металла	0,7–0,75	0,8
	Рудно-термические печи	0,8–0,9	0,9
	Блок основных цехов	0,4–0,5	0,75
	Блок вспомогательных цехов	0,3–0,36	0,7
	Кузнечно-прессовые	0,4–0,5	0,75
	Термические, закалочные	0,6	0,75
	Металлоконструкции, сварочно-заготовительные	0,4–0,5	0,6
	Механосборочные и заготовительные	0,25–0,35	0,65–0,75
	Механические, токарные, инструментальные	0,25–0,35	0,65–0,75
	Деревообрабатывающие, столярные, модельные	0,2–0,30	0,6–0,8
	Малярные, красильные	0,4–0,5	0,6–0,7
	Собственные нужды ТЭЦ	0,6–0,7	0,8
	Лаборатории, заводоуправление, конструкторские бюро, конторы	0,4–0,5	0,7–0,8
	Депо электрокар	0,5–0,7	0,7–0,8
	Депо (паровозное, пожарное, железнодорожное)	0,3–0,4	0,6–0,8
	Гаражи автомашин	0,2–0,3	0,7
	Котельные	0,5–0,6	0,8
	Склады готовой продукции, металла, магазины	0,3–0,4	0,8
	Столовая	0,4–0,5	0,9
	Лесозаводы	0,35–0,45	0,75
	Лесосушки	0,6–0,7	0,75–0,9
	Термическая нагрузка (нагревательные печи)	0,7–0,8	0,85–0,9
	Крановая нагрузка, подъемники	0,2–0,3	0,5–0,7
	Электросварка	0,6	0,35
	Малярные, модельные	0,4–0,5	0,5–0,6
	Заводоуправления, КБ, проходные, конторы и т. п.	0,7–0,8	0,8–1,0
	Склады открытые	0,2–0,3	0,6–0,7

Таблица П. 2.1,а

Средние значения коэффициентов использования (K_u) и ($\cos \varphi$) мощности для электроприемников разных режимов работы

Наименование групп электроприемников	Электрические приемники	K_u	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$
1	2	3	4	5
Электродвигатели, хорошо загруженные и непрерывно работающие	Вентиляторы, насосы, компрессоры, двигатель-генераторы и т. п.	0,65	0,8	0,75
Электродвигатели металлообрабатывающих станков	Станки универсального назначения (токарные, фрезерные, строгальные, сверлильные, долбежные и т. п.)	0,14	0,6	1,33
	Специализированные станки, станки-автоматы, агрегатные	0,22–0,25	0,65	1,17
	Механизмы кузнечных цехов (кривошинные прессы, ковочные машины, прессы горячей штамповки и т. п.), литейных цехов (очистные и галтовочные барабаны, бегуны, шаровые мельницы и т. п.)	0,25–0,35	0,65	1,17
	Автоматические поточные линии	0,6	0,7	1,0
Электродвигатели механизмов непрерывного транспорта	Транспортеры, конвейеры, элеваторы и заблокированные с ними механизмы	0,6	0,7	1,0
Электродвигатели повторно-кратковременного режима работы	Краны, кран-балки, тельферы и т. п. (механические сборочные и им подобные цехи)	0,06	0,45	1,98
Электрические печи. Поверхностная закалка и высокочастотный нагрев	Печи сопротивления, нагревательные аппараты, ванны, сушильные камеры периодического действия	0,55	0,95	0,33
	Печи сопротивления непрерывного действия, методические, конвейерные и толкательные	0,7	0,95	0,33
	Индукционные печи низкой частоты	0,75	0,35	2,67
	То же высокой частоты с собственными двигатель-генераторами	0,6	0,7	1,0
	То же с ламповыми генераторами	0,75	0,8	0,75

Продолжение табл. П. 2.1,а

1	2	3	4	5
Электрическая сварка	Трансформаторы дуговой сварки	0,30	0,35	2,67
	Аппараты стыковой, шовной и точечной сварки, нагреватели заклепок	0,35	0,55	1,51
	Однопостовые сварочные двигатель-генераторы	0,35	0,65	1,17
	Многопостовые сварочные двигатель-генераторы	0,70	0,70	1,00
Электрическое освещение	Лампы накаливания	0,85	1,00	–
	Люминесцентные лампы	0,85–0,90	0,95	0,33

Таблица П. 2.2

Коэффициенты спроса осветительных нагрузок, K_{co}

Наименование объектов	K_{co}
Мелкие производственные здания и торговые помещения	1,00
Производственные здания, состоящие из отдельных крупных пролетов	0,95
Производственные здания, состоящие из ряда отдельных помещений	0,85
Библиотеки, административные здания, предприятия общественного питания	0,90
Лечебные заведения и учебные учреждения, конторско-бытовые и лабораторные здания	0,80
Складские здания, электрические подстанции	0,60
Аварийное освещение	1,00

Таблица П. 2.2,а

Расчет электрических нагрузок сети трехфазного тока до 1 кВ

№ п/п	Наименование узлов питания и групп электроприемников	Количество ЭП (рабочих/резервных), n	Установленная мощность, приведенная к ПВ=100 %, кВт		Коэффициент использования	Cosφ см/tgφ см	Средняя нагрузка за макс. загруженную смену, $\frac{P}{Q}$ см, кВт	Коэффициент максимума, Km	Максимальная нагрузка			Im/Inпик, А
			Pn одного ЭП (наименьшего/наибольшего)	Pn общая (рабочих/резервных)					Pm, кВт	Qm = Qск, кВАр	Sm, кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Приемники с переменным графиком											
	Магистраль М-1 Станки разные	60	4–51	800	0,2	0,65/1,15	160/184	1,3	208	184	283	430
	Приемники с постоянным графиком											
2	ЩСУ-1											
	Вентиляторы	4	15	60	0,7	0,8/0,75	42/31					
	Насосы	2	150	300	0,8	0,8/0,75	240/180					
	Нагреватели	3	30	90	0,8	1/0	72/0					
	Итого (по ЩСУ-1)	11	15–150	500	0,71		354/211	1	354	211	410	$\frac{625}{1255}$

Продолжение табл. П. 2.2,а

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
3	ЩСУ-2											
	Насосы	15	5–28	165	0,8	$\frac{0,8}{0,75}$	132/99	1				
	Задвижки	10	0,5–1,5	10								
	Вентиляторы	2	5	10	0,65	$\frac{0,8}{0,75}$	7/5	1				
	Нагреватели	1	30	30	0,6	$\frac{1}{0}$	18	1				
	Итого (по ЩСУ-2)	28	0,5–30	215	0,73		157/104	1	157	104	188	285
	Итого (силовая нагрузка)	99	0,5–150	1515	0,44		671/499		719	499	880	1340
	Освещение			30			27		27			
	Всего (с учетом освещения)			1545			698/499		746	499	903	1372

147

Примечания: 1. $m = P_{н.маx}/P_{н.мин} \geq 3$ для всех позиций.

2. Эффективное число ЭП $n_3 = 34$ для ЭП с переменным графиком нагрузки.

Пример расчета максимальной нагрузки однофазных ЭП [3]

Определить максимальную нагрузку, создаваемую однофазными ЭП, включенными на фазное и линейное напряжение сети 380/220 В.

На фазное напряжение присоединены две нагревательные печи мощностью по 20 кВт, $\cos \varphi = 1$; $K_{и} = 0,5$; $P_{уст} = 2 \cdot 20 = 40$ кВт.

На линейное напряжение включены:

Группа 1: сварочная машина типа МРМ-11, 380 В, с тремя однофазными трансформаторами с $S_{пасп} = 500$ кВА; ПВ = 1,5 %; $\cos \varphi = 0,4$; $K_{и} = 0,35$. Приведенная мощность $P_{уст} = 500 \cdot 0,015 \cdot 0,4 = 25$ кВт. Количество машин – 3.

Группа 2: сварочный аппарат МТЦ-75, 380 В; $S_{пасп} = 75$ кВА; ПВ = 40 %; $\cos \varphi = 0,5$; $K_{и} = 0,25$; $P_{уст} = 75 \cdot 0,4 \cdot 0,5 = 24$ кВт. Количество аппаратов – 2.

Группа 3: сварочный аппарат МТП-100, 380 В, $S_{пасп} = 100$ кВА; ПВ = 40 %; $\cos \varphi = 0,4$; $K_{и} = 0,4$; $P_{уст} = 100 \cdot 0,4 \cdot 0,4 = 25$ кВт. Количество аппаратов – 2.

Решение. Определение наиболее загруженной фазы производится с помощью расчетной табл. 2.3. Нагревательные печи включены на фазы *b* и *c* и тогда $P_{смв} = P_{смс} = 20 \cdot 0,5 = 10$ кВт.

Согласно табл. 2.3 наиболее загруженной фазой является фаза *c*: $P_{смс} = 31$ кВт; $Q_{смс} = 36$ кВАр (берем $Q_{см}$ по наиболее загруженной фазе с активной мощностью).

Находим $K_{и}$ для этой фазы *c*:

$$K_{и} = \frac{P_{см(c)}}{(P_{bc} + P_{ca})/2 + P_{co}} = \frac{31}{(49 + 50)/2 + 20} = 0,44.$$

Определим по (2.30)

$$n_{э} = \frac{2 \cdot \sum P_{уст о}}{3 \cdot P_{уст \max о}} = \frac{2 \cdot 213}{3 \cdot 25} = 6.$$

По табл. 2.1 $K_m = 1,6$.

Максимальная нагрузка трехфазного тока от однофазных электроприемников:

$$P_m = K_m \cdot 3 \cdot P_{см(c)} = 1,6 \cdot 3 \cdot 31 = 149 \text{ кВт},$$

$$Q_m = 1,1 \cdot 3 \cdot Q_{см(c)} = 1,1 \cdot 3 \cdot 36 = 119 \text{ кВАр},$$

$$S_m = \sqrt{P_m^2 + Q_m^2} = 190 \text{ кВА}.$$

Таблица П. 2.3

п/п	Наименование узлов питания, групп электроприемников, номинальное напряжение и ПВ %	Установленная мощность (приведенная ПВ = 100 %, кВт)	Число приемников	Установленная мощность однофазных приемников, включенных на линейное напряжение, кВт			Коэффициент приведения			Коэффициент использования	Коэффициент мощности	Средние нагрузки				
				ав	вс	са	к фазе	Р	Q			активные Р см; кВт реактивные Q см; кВАр				
												а	в	с		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13/16	14/17	15/18		
1	Сварочная машина МРМ-11, 380 В, ПВ = 1,5 %, с тремя однофазными трансформаторами с S _{пасп} = 500 кВА cos φ = 0,4 машин – 3						а	1,17	0,86							
				25			в	0,17	1,44			10/7	-1/13			
		75	3		25		в	1,17	0,86							
						25		с	0,17	1,44	0,35	0,4		10/7	-1/13	
							25	с	1,17	0,86						
								а	0,17	1,44				-1/13		10/7
2	Сварочный аппарат МТП-75, 380 В, ПВ = 40 %, мощность S _{пасп} = 75 кВА cos φ = 0,5 аппаратов – 2						а	1,0	0,58							
				24			в	0	1,16			6/3	-/7			
		48	2				в	1,0	0,58	0,25	0,5					
					24		с	0	1,16					6	-/7	
3	Сварочный аппарат МТП-100, 380 В, ПВ = 40 %, мощность S _{пасп} = 100 кВА cos φ = 0,4 аппаратов – 2						а	1,17	0,86			12/9	-/14			
				25			в	0,17	1,44				-2	-/9		
		50	2				с	1,17	0,86	0,4	0,4	-/14		12		
						25	а	0,17	1,44			-2				
4	Регулируемые нагревательные печи	40	2							0,5	1		10	10		
		213	9	74	49	50						25/46	23/44	31/36		

Таблица П. 4.1

Значения длительно допустимых токов нагрузки некоторых марок проводов и кабелей

Сечение, мм ²	Провода и кабели с алюминиевыми жилами в производственных невзрыво- и пожароопасных помещениях										
	Открытая прокладка					Прокладка в трубах					
	АПР	АНРГ	АПР, АНРГ	АНРГ, АВРГ		ААГ, ААБГ		АПРТО, АНРГ, АВРГ			
	нагрузка		ток плав- кой вставки	нагрузка		нагрузка		нагрузка		нагрузка	
	одножильные			двух- жильные	трех- жильные	двух- жильные	трех- жильные	два одно- жиль- ных	три одно- жиль- ных	один двух- жиль- ный	один трех- жиль- ный
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2,5	24	23	25	21	19	23	22	20	19	19	16
4	32	31	30	29	27	31	29	28	28	25	21
6	39	38	40	38	32	42	5	36	32	31	26
10	55	60	60	55	42	55	46	50	47	42	39
16	80	75	80	70	60	75	60	60	60	62	54
25	105	105	100	90	75	100	80	85	80	7	65
35	130	130	120	105	90	115	95	100	95	96	77
50	165	165	200	135	110	140	120	140	130	123	104
70	210	210	200	165	140	175	175	175	165	150	135
95	255	250	250	200	170	200	190	215	200	189	166
120	295	295	300	230	200	245	220	245	220	228	192
150	340	350	270	235	250	255	300	255	250	–	–

Таблица П. 4.2

*Сопротивления водопроводных труб
по ГОСТ 3262–62 при переменном токе, Ом/км*

Диаметр трубы, дюйм	Периметр трубы, см	Сечение трубы, мм ²	Сопро- тивле- ние при посто- янном токе	Плотность тока, А/мм ²					
				0,5		1,0		1,5	
				R _o	X _o	R _o	X _o	R _o	X _o
1/2"	6,68	160	0,88	3,41	2,05	2,55	1,53	2,06	1,24
3/4"	8,40	207	0,68	2,67	1,60	2,02	1,21	1,59	0,95
1	10,52	309	0,45	2,02	1,21	1,45	0,87	1,14	0,68
1 1/4	13,27	399	0,35	1,58	0,95	1,12	0,67	—	—
1 1/2	15,08	489	0,28	1,32	0,78	0,93	0,56	—	—
2	18,85	625	0,22	1,07	0,64	0,76	0,45	—	—
2 1/2	23,72	845	0,17	0,84	0,50	0,59	0,35	—	—
3	27,80	1120	0,13	0,67	0,40	0,48	0,29	—	—

Таблица П. 4.2,а

*Сопротивление стальных электросварных труб
по ГОСТ 10704–63 при переменном токе, Ом/км*

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Сечение трубы, мм ²	Периметр трубы, см	Сопротивление пост. току	Плотность тока, А/мм ²							
					1,0		1,5		2,0		3,0	
					R _o	X _o	R _o	X _o	R _o	X _o	R _o	X _o
20	1,6	92,5	6,28	1,51	3,38	2,03	2,84	1,71	2,42	1,45	2,14	1,29
26	1,8	136,8	8,16	1,03	2,47	1,48	2,05	1,23	1,73	1,04	1,64	0,98
32	1,8	170,5	10,05	0,82	1,99	1,19	1,65	0,99	1,40	0,84	—	—
47	2,0	282,6	14,75	0,50	1,30	0,78	1,05	0,63	0,95	0,57	—	—
59	2,0	358,0	18,52	0,39	1,02	0,62	0,83	0,50	0,75	0,45	—	—

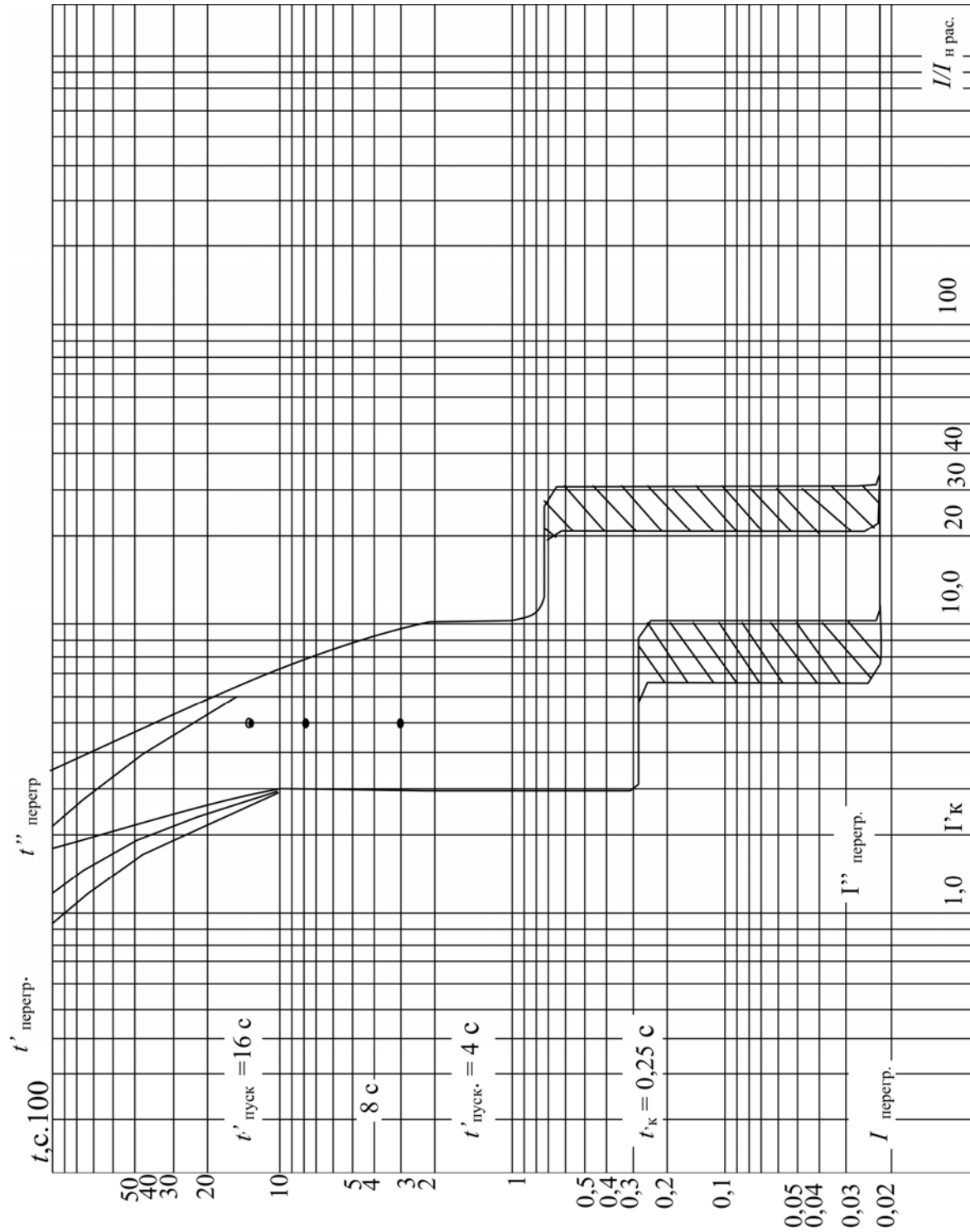


Рис. П. 4. 3. Зоны защитных характеристик «Электрона»;
 (точками обозначены уставки тока и времени, указанные на шкалах у
 регулировочных рукояток)

Таблица П. 4.4

Технические данные выключателей серии «Электрон»

Тип и номинальный ток выключателя	Полупроводниковый расцепитель (реле МТЗ)					
	Номинальный ток расцепителя, А	Зона перегрузок			Зона токов КЗ	
		Пределы регулирования и номинальные уставки				
		тока трогания защиты кратного	время действия, с, защиты при токе, равном		тока трогания защиты у выключателей переменного тока, кратного	время действия защиты, с
1,25	6					
Выдвижное исполнение						
Э06В	250	0,8; 1,0	100; 150; 200	4; 8; 16	3; 5; 7; 10	0,025–0,6
1000 А	400	1; 25; 2				
	630					
	800					
	1000				3; 5; 7	0,25; 0,45; 0,70
Э16В	630				3; 5; 7; 10	
1600А	1000					
	1250	(для выключателей всех типов)			3; 5; 7	(для выключателей всех типов)
	1600					
Э25В	1600					
2500А	2000					
	2500					
Э40В	2500					
5000А	3200				3; 5	
	4000					
	5000					

Таблица П. 4.5

Технические данные автоматических выключателей серии АЕ-2000

Тип и номинальный ток выключателя	Номинальные токи расцепителей	Вид расцепителя
АЕ2020 16 А	0,32; 0,6; 0,8; 1; 1,25 1,6	комбинированный или только электромагнитный
	2; 2,5; 3,2; 4; 5; 6; 8; 10; 16	комбинированный или электромагнитный
АЕ2030 25 А	0,6; 0,8; 1,0; 1,25; 1,6; 2; 2,5; 3,2; 4; 5; 6; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25	комбинированный или только электромагнитный
АЕ2040 63 А	10; 12,5; 16; 20; 25; 32; 40; 50; 63	то же
АЕ2050 100 А	16; 20; 25; 32; 40; 50; 63; 80; 100	то же

Примечание. Уставка тока срабатывания электромагнитного расцепителя (ток отсечки) равен $12 \cdot I_{н.расц} \pm 20\%$ (могут заказываться с $I_{отс} = 3 \cdot I_{н.расц}$). Автоматы могут выпускаться без регулировки или с регулировкой уставки тока несрабатывания тепловых элементов в пределах $(0,9-1,15) I_{н.расц}$.

Таблица П. 4.6

Защитные характеристики для выключателей с комбинированным расцепителем при температуре окружающей среды $+20^{\circ}\text{C}$

Ток перегрузки	$1,05 \cdot I_{н.расц}$	$1,25 \cdot I_{н.расц}$	$7 \cdot I_{н.расц}$	Ток КЗ $12 \cdot I_{н.расц}$
Время срабатывания	могут сработать за время не менее 2 ч	должен сработать за время не более 20 мин	должны сработать в течение 3–15 с	0,010–0,03 с

Приложение П. 4.7

Технические данные автоматических выключателей
серии ВА на токи до 250 А

Данные выключателя			Параметры выключателей		
Тип	Номинальный ток, А	Число полюсов	Номинальный ток расцепителей с обратозависимой характеристикой, А	Уставка срабатывания по току в кратности к $I_{НОМ}$ расцепителя, $I/I_{НОМ}$	
				электромагнитного расцепителя	с гидравлическим
ВА13-25	25	3	3,15; 5,0; 16; 25;	7	—
ВА13-29	63	2; 3	0,6; 0,8; 1,0; 1,25; 1,6; 2,0; 2,5; 2,15; 4; 5; 6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63	3; 6; 12	6; 12
ВА14-26	32	1; 2; 3	16 20 25 32	10	—
ВА16-26	31,5	1	6,3 10 16 20 25	14	—
ВА51-26	32	2; 3	31,5; 6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 32	7; 10	—
ВА51Г-26	32	2; 3	0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,8; 1,0; 1,25; 1,6; 2,0; 2,5; 3,15; 4,0; 5,0; 6,3; 8,0; 10,0; 12,5; 16; 20; 25; 32		
ВА51-25	25	3		7; 10	—
ВА51Г-25	25	3			
ВА51-31	100	1; 2; 3	6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 31; 63; 80; 100	3; 7,5; 10	—
ВА51Г-31	100	3	16; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100	14	—
ВА51-33	160	2; 3	80; 100; 125; 160	10	—
ВА57-35	250	2; 3	16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100; 125; 160; 200; 250	2,5; 4,0; 5,0; 6,0 8,0 10,0	—

*Технические данные автоматических выключателей
серии ВА на токи свыше 250 А*

Данные выключателя			Параметры выключателей		
Тип	Номинальный ток, А	Число полюсов	Номинальный ток расцепителей с обратозависимой характеристикой, А	Уставка срабатывания по току в кратности к $I_{ном}$ расцепителя, $I/I_{ном}$	
				электромагнитного расцепителя	с гидравлическим замедлителем
ВА74-40	800	3	130; 190; 260; 375; 500; 625; 760; 800	2; 2,5; 3; 4; 4,5; 5; 5,5; 6; 6,5; 7; 7,5; 8	0,18; 0,38; 0,63; 1,0
ВА74-43	1600	3	1250, 1600		
ВА74-45	3000	3	2000, 2500, 3000		
ВА74-48	5500	2; 3	4000, 5500		
ВА81-41	1000	2; 3	—	6; 7	—
ВА83-41	1000	2; 3	250, 400, 630, 1000	2; 3; 4; 5; 6; 7	—
ВА51-39	630	2; 3	400, 500, 630	4, 5, 6, 8, 10	—
ВА52-39	630	2; 3	250, 320, 400, 500, 630	10	—
ВА53-43	1600	2; 3	1000, 1280, 1600	2; 3; 5; 7	—
ВА55-43	1600	2; 3	1000, 1280, 1600	2; 3; 5; 7	0,1; 0,2; 0,3
ВА85-41	1000	2; 3	250, 400, 630, 1000	2; 3; 4; 5; 6; 7	0,1; 0,2; 0,3

Технические данные выключателей А3700

Тип выключателя	Номинальный ток расцепителя, А	Базовый номинальный ток, А	Калибруемые значения номинального рабочего тока полупроводникового расцепителя, $I_{\text{ном. расц}}$, А	Уставка расцепителя по току срабатывания в зоне токов перегрузки, кратная $I_{\text{ном. расц}}$	Калибруемые значения уставок расцепителя в зоне токов КЗ		Пределы регулирования времени срабатывания, с, при $I_{\text{ном. расц}}$ переменного тока	Уставка по току срабатывания электромагнитного расцепителя, А
					по току срабатывания, кратное $I_{\text{ном. расц}}$	по времени срабатывания, с		
Исполнение селективное с полупроводниковыми расцепителями								
А3740С А3794С	250 400 630	200 320 500	160, 200, 250, 250, 320, 400, 400, 500, 630	1,25	2,3,5,7,10	0,1; 0,25; 0,4	4, 8, 16	электромагнитного расцепителя нет
Исполнение токоограничивающее с полупроводниковыми и электромагнитными расцепителями								
А3714Б	160	32 63 125	20, 25, 32, 40, 40, 50, 63, 80, 80,100,125,160	1,25	2,3,5,7,10	выдержки времени нет	4, 8, 16	1600
А3724Б	250	200	160, 200, 250	1,25	2,3,5,7,10	выдержки времени нет		2500
А3794Б	250 400 630	200 320 500	160, 200, 250, 250, 320, 400, 400, 500, 630	1,25	2,3,5,7,10	выдержки времени нет	4, 8, 16	2500 4000 6300

Таблица П. 4.10

*Технические данные выключателей серии А3700
с электромагнитными и тепловыми расцепителями*

Тип выключателя, номинальный ток электромагнитного расцепителя, А	Номинальные токи тепловых расцепителей, А, $I_{\text{ном.т.расц}}$	Уставка по току срабатывания электромагнитного расцепителя, А
А3716В, 160 А3716Ф, 160	16, 20, 25, 32, 40, 50, 63, 80, 100, 125, 160	630 630, 1600
А3726В, 250 А3726Ф, 250	160, 200, 250	2500
А3736В, 400 А3736Ф, 400	250, 320, 400	$10 I_{\text{ном.т.расц}}$
А3796Н, 630	250, 320, 400, 500, 630	$10 I_{\text{ном.т.расц}}$

- Примечания. 1. Уставка по току срабатывания теплового расцепителя равна $\approx 1,15 I_{\text{ном.т.расц}}$.
2. Уставка токов тепловых и электромагнитных расцепителей не регулируется.

Таблица П. 4.11

Технические данные А3700 (исполнение – не только с электромагнитным расцепителем максимального тока)

Тип и номинальный ток выключателя, А	Уставка по току срабатывания электромагнитного расцепителя, А
А3712В, А3712Ф, 160	630, 1000, 1600
А3722В, А3722Ф, 250	1600, 2000, 2500
А3732Ф, 400	2500, 3200, 4000
А3792В, 630	4000, 5000, 6300
Исполнение неавтоматическое (без расцепителей тока)	
А3717В, А3717Ф А3718В, А3718Ф А3727В, А3727Ф А3728В, А3728Ф	нет
$I_{\text{ном}} = 160 \text{ А}$	
$I_{\text{ном}} = 250 \text{ А}$	
А3797С, А3798С $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	

*Шкафы распределительные серии ШР11 с предохранителями ПН2
и (или) НПН2*

Тип шкафа	Аппараты ввода		Число трехфазных групп и номинальные токи, А, предохранителей отходя- щих линий
	Тип и номинальные токи, А		
	рубильника	предохранителя	
ШР11-73701 ШР11-73702 ШР11-73703	P16-353 250 А	—	5x60 5x100 2x60 + 3x100
ШР11-73504 ШР11-73505 ШР11-73506 ШР11-73507 ШР11-73508 ШР11-73509 ШР11-73510 ШР11-73511	P16-373 400 А	—	8x60 8x100 8x250 3x100 + 2x250 5x250 4x60 + 4x100 2x60 + 4x100 + 2x250 6x100 + 2x250
ШР11-73512 ШР11-73513 ШР11-73514 ШР11-73515 ШР11-73516 ШР11-73517	P16-373 400 А	400	8x60 8x100 8x250 4x60 + 4x100 2x60 + 4x100 + 2x250 6x100 + 2x250

Примечания:

1. Шкафы выпускаются по степени защиты оболочки шкафа в двух исполнениях – IP22 и IP54, что отражается в обозначении шкафа введением дополнительно к марке шкафа обозначений 22У3 или 54У2, например ШР11-73702-22У3 и ШР11-73702-54У2.

2. Длительно допустимая нагрузка шкафов со степенью защиты оболочки IP22 равна номинальному току вводного аппарата, а шкафов со степенью защиты IP54 – 80 % этой величины.

Таблица П. 4.13

Пункты распределительные серии ПР11

Типоисполнение пункта			$I_{\text{ном}}$ пункта, А	Тип ввод- ного вы- ключателя	Количество ли- нейных трехпо- люсных выклю- чателей
навесное	напольное	утопленное			
Пункты с линейными автоматами АЕ2030					
1	2	3	4	5	6
ПР11-3011	-	-	90	-	4
ПР11-3012	-	-	90	АЕ2056	4
ПР11-3017	-	-	144	-	6
ПР11-3018	-	-	144	А3710	6
ПР11-3025	-	-	225	-	8
ПР11-3026	-	-	225	А3720	8
ПР11-3035	-	-	225	-	10
ПР11-3036	-	-	225	А3720	10
Пункты с линейными выключателями АЕ2040					
ПР11-3047	-	ПР11-1047	90	-	2
ПР11-3048	-	ПР11-1048	90	АЕ2056	2
ПР11-3053	-	-	225	-	4
ПР11-3054	-	-	225	А3720	4
ПР11-3069	-	ПР11-1059	225	-	6
ПР11-3060	-	ПР11-1060	225	А3720	6
ПР11-3067	-	ПР11-1067	225	-	8
ПР11-3068	-	ПР11-1068	225	А3720	8
ПР11-3077	ПР11-	ПР11-1077	225	-	10
ПР11-3078	7077	ПР11-1078	225	А3720	10
ПР11-3089	ПР11-	ПР11-1089	360	-	6
ПР11-3090	7078	ПР11-1090	360	А3730	6
ПР11-3097	-	ПР11-1097	360	-	8
ПР11-3098	-	ПР11-1098	360	А3730	8
ПР11-3107	-	ПР11-1107	360	-	10
ПР11-3108	-	ПР11-1108	360	А3730	10
	ПР11- 7107 ПР11-71-8				

Продолжение табл. П. 4.13

1	2	3	4	5	6
Пункты с линейными выключателями АЕ2050					
ПР11-3117	-	-	225	-	4
ПР11-3118	-	-	225	А3720	4
ПР11-3119	ПР11-7119	-	360	-	6
ПР11-3120	ПР11-7120	-	360	А3720	6
ПР11-3121	ПР11-7121	-	567	-	8
ПР11-3122	ПР11-7122	-	567	А3720 или А3740	8
-	ПР11-7123	-	567	-	12
-	ПР11-7124	-	567	А3730 или А3740	12

Примечание. Пункты могут быть выполнены по степени защиты 1Р-21-(21) и 1Р-54 (54 исполнение) и по климатическому исполнению и категории размещения УЗ, У1, ТЗ, Т1, ХЛ2, ХЛ3, ХЛ4. Данные пунктов с однополюсными выключателями и комбинацией 1- и 3-полюсных см. в [9].

Таблица П. 4.14

Сопротивление силовых понижающих трансформаторов

Номинальная мощность, кВА	Первичное напряжение, кВ	Вторичное напряжение, кВ	$U_{к\%}$	Z_T , Ом	$Z_{T/3}$, Ом	Примечание
160	6, 10	0,4; 0,23	4,7	0,162	0,054	Значения Z_T и $Z_{T/3}$ приведены к напряжению 0,4 кВ при схеме соединения обмоток Y/Y_0 и Δ/Y
250	10	0,4; 0,23	4,7	0,104	0,035	
400	10	0,4; 0,23	4,5	0,065	0,019	
630	10	0,4; 0,23	5,5	0,043	0,014	
1000	10	0,4	5,5	0,027	0,009	

Таблица П. 4.15

*Сводная таблица выбора проводников и защитных аппаратов
внутрицеховой сети*

	КТП РП1	КТП 1ШРА	РП- 1ЭП	РП- 2ЭП	РП- 3ЭП
Наименование участка									
Расчетные токи линии, А длительный кратковременный									
Характер среды помеще- ний, возможность длительной перегрузки сети									
Способ прокладки									
Марка кабеля, провода, шинопровода, длина, м									
Защитный аппарат									
Тип и номинальный ток предохранителя или ав- томата									
$I_{\text{ном расц.автом}}$ Или $I_{\text{ном.вставки}}$									
Уставка срабатывания $I_{\text{пер}}/I_{\text{отс}}$									
Сечение линии, мм ²									
По нагреву расчетным током $I_{\text{доп}}$									
$F_{\text{эконом}}/I_{\text{доп}}$									
$F_{\text{выбр}}/I_{\text{доп}}$									
Условие согласования провода с защитой (по табл. 4.1)									
Окончательная марка и сечение провода или ка- беля, $I_{\text{доп}}$									
Потеря напряжения, в %									

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Андреев В.П., Сабинин Ю.А. Основы электропривода. – М.:Л.: Госэнергоиздат, 1966. – 416 с.
2. Барченко Т.Н., Закиров Р.И. Электроснабжение промышленных предприятий. – Томск: Изд. ТПИ, 1989. – 96 с.
3. Барченко Т.Н., Закиров Р.И. Электроснабжение промышленных предприятий. – Томск: Изд. ТПИ, 1988. – 96 с.
4. Викторенко А.М., Гаврилин А.И. Электротехнологические промышленные установки. – Томск: Изд. ТПИ, 1991. – 134 с.
5. Викторенко А.М. Электрическое освещение. – Томск: Изд. ТПУ, 1996. – 44 с.
6. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем. – М.: Энергия, 1979. – 456 с.
7. Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения предприятий. – М.: Энергия, 1974. – 184 с.
8. Инструктивные материалы Главгосэнергонадзора / Минэнерго СССР. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 290 с.
9. Карпов Ф.Ф. Компенсация реактивной мощности в распределительных сетях. – М.: Энергия, 1975. – 184 с.
10. Князевский Б.А., Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий. – М.: Высш. шк., 1986. – 400 с.
11. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 414 с.: «Интермет Инжиниринг», 2005. – 670 с.
12. Кудрин Б.И., Прокопчик В.В. Электроснабжение промышленных предприятий. – Минск: Высш. шк., 1988. – 358 с.
13. Найфельд М.Р. Заземление, защитные меры электробезопасности. – М.: Энергия, 1979. – 327 с.
14. Ольховский В.Я. Качество электроэнергии и надежность электроснабжения промышленных предприятий. – Новосибирск: Изд. НЭТИ, 1985. – 70 с.
15. Правила устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 648 с.
16. Руденко В.Р. и др. Основы преобразовательной техники. – М.: Высш. шк., 1980. – 424 с.
17. Справочная книга для проектирования электрического освещения / под ред. Г.М. Кнорринга. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 380 с.
18. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий / под ред. А.А. Федорова, Г.В. Сербиновского. – М.: Энергия,

1980. – 574 с.

19. Справочник по проектированию электропривода, силовых и осветительных установок / под ред. Я.М. Большама и др. – М.: Энергия, 1974. – 727 с.

20. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / под ред. В.И. Круповича и др. – М.: Энергоиздат, 1981. – 408 с.

21. Справочник по проектированию промышленных электрических сетей / под ред. В.И. Круповича. – М.: Энергия, 1979. – 327 с.

22. Указания по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях. – М.: Энергия, 1975. – 84 с.

23. Федоров А.А., Каменева В.В. Основы электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 280 с.

24. Федоров А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергия, 1972. – 416 с.

25. Электротехнологические промышленные установки / под ред. А.Д. Свенчанского. – М.: Энергоатомиздат, 1982. – 400 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1. СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ.....	4
1.1. Определения и общие положения.....	4
1.2. Особенности электроснабжения промышленных предприятий.....	4
1.3. Основные требования к системам электроснабжения.....	6
1.4. Характеристики промышленных потребителей электроэнергии	7
1.5. Приемники электроэнергии.....	10
1.5.1. Асинхронные электродвигатели.....	10
1.5.2. Синхронные электродвигатели.....	13
1.5.3. Вентильные преобразовательные установки.....	15
1.5.4. Электротехнологические установки.....	17
1.5.5. Установки электрического освещения.....	17
2. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ И МЕТОДЫ ИХ РАСЧЕТА.....	19
2.1. Уровни (ступени) системы электроснабжения.....	20
2.2. Графики нагрузки, параметры электропотребления и расчетные коэффициенты.....	22
2.3. Расчет электрических нагрузок комплексным методом.....	24
2.4. Расчет электрических нагрузок в сети трехфазного тока напряжением до 1 кВ методом упорядоченных диаграмм.....	28
2.5. Определение расчетных электрических нагрузок от однофазных электроприемников.....	38
2.6. Определение пиковых нагрузок.....	40
3. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ НАПРЯЖЕНИИ ДО 1 кВ	42
3.1. Основные требования к цеховой электрической сети.....	42
3.2. Классификация электрических сетей по конструктивным признакам	43
3.3. Схемы цеховых электрических сетей.....	43
3.4. Картограммы нагрузок и центр электрических нагрузок.....	47
3.5. Выбор конструкции электрических сетей.....	48
3.6. Элементы цеховых электрических сетей.....	50
3.7. Сети защитного заземления.....	52
4. РАСЧЕТ И ЗАЩИТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 кВ.....	53
4.1. Особенности расчета цеховых электрических сетей.....	53
4.2. Расчет электрической сети напряжением до 1 кВ по условиям нагрева и защиты.....	54
4.3. Расчет электрической сети напряжением до 1 кВ по условиям термической стойкости к токам короткого замыкания.....	57
4.4. Расчет электрической сети по потере напряжения.....	58
4.5. Расчет токов короткого замыкания в сети напряжением до 1 кВ.....	64

4.6. Защита цеховых электрических сетей.....	69
4.6.1. Защита плавкими предохранителями.....	71
4.6.2. Защита автоматическими выключателями.....	76
4.6.3. Выбор автоматических выключателей для защиты конденса- торных установок.....	83
4.7. Места установки аппаратов защиты и указания к расчету цеховой сети.....	86
5. ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ И ИХ ТИПА.....	90
6. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ.....	100
6.1. Реактивная мощность в системах электроснабжения.....	100
6.2. Причины и значение проведения мероприятий по компенсации реактивной мощности.....	102
6.3. Источники реактивной мощности.....	107
6.3.1. Технические характеристики источников реактивной мощности.....	109
6.3.2. Экономические характеристики источников реактивной мощ- ности и затраты на генерацию и передачу реактивной мощности.....	122
6.4. Снижение потребления реактивной мощности на напряжении до 1 кВ без применения компенсирующих устройств.....	126
6.4.1. Замена мало загруженных двигателей двигателями меньшей мощности	127
6.4.2. Понижение напряжения у мало загруженных двигателей	129
6.4.3. Ограничение холостого хода работающих асинхронных двигателей	130
6.4.4. Повышение качества ремонта двигателей.....	130
6.4.5. Замена асинхронных двигателей синхронными	130
6.5. Выбор мощности компенсирующих устройств и их вида на основе нормативных документов.....	131
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	136
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	163

Михаил Алексеевич Мельников

ВНУТРИЦЕХОВОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

Учебное пособие

Редактор М.В. Пересторонина

Подписано к печати 29.03.07.
Формат 60x84/16. Бумага офсетная.
Печать RISO. Усл.печ. л. 9,7. Уч.-изд. л. 8,79.
Тираж 300 экз. Заказ . Цена свободная.
Издательство ТПУ. 634050, Томск, пр. Ленина, 30.

Михаил Алексеевич Мельников

ВНУТРИЦЕХОВОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

Учебное пособие

Редактор М.В. Пересторонина

Подписано к печати 29.03.07. Формат 60x84/16. Бумага «Классика».

Печать RISO. Усл.печ. л. 9,7. Уч.-изд. л. 8,79.

Заказ . Тираж 300 экз.

Томский политехнический университет

Система менеджмента качества

Томского политехнического университета сертифицирована

NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту ISO 9001:2000

Издательство ТПУ. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30