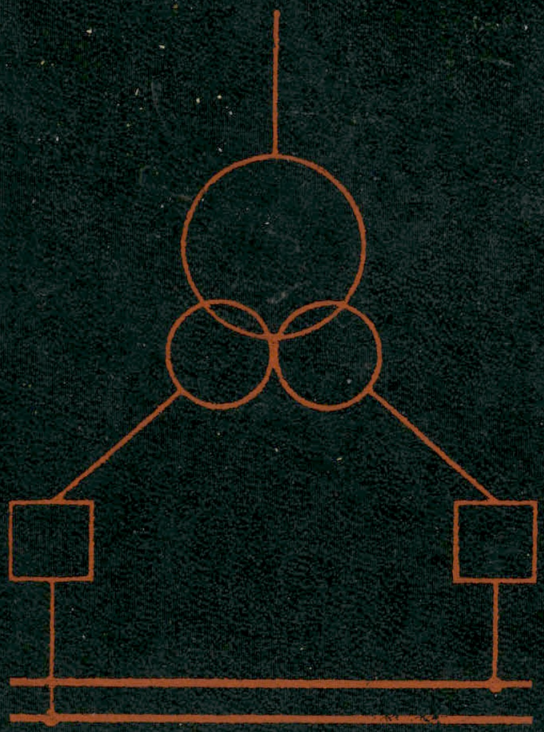


А. А. ЕРМИЛОВ

ОСНОВЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

31.29
Е73

А. А. ЕРМИЛОВ

ОСНОВЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

ИЗДАНИЕ ТРЕТЬЕ, ПЕРЕРАБОТАННОЕ И ДОПОЛНЕННОЕ

Сурхандарьинская
ОБЛАСТНАЯ БИБЛИОТЕКА
им. Гоголя

ADIB SOBIR TERMIZIY NOMIDAGI
SURXONDARYO VILOYATI AXBOROT
KUTUBXONA MARKAZI
Kol. No 7450
230 84

«ЭНЕРГИЯ»
Москва 1976

6П2.1
Е 73
УДК 658.26:621.316.1

АЛЕКСЕЙ АЛЕКСЕЕВИЧ ЕРМИЛОВ
ОСНОВЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Редактор Б. А. Соколов
Редактор издательства Л. В. Копейкина
Переплет художника Н. Т. Ярешко
Технический редактор Т. А. Маслова
Корректор И. А. Володяева

Сдано в набор 28/IV 1976 г. Подписано к печати 18/VIII 1976 г. Т-15734
Формат 84 × 108¹/₁₆ Бумага машиномелованная Усл. печ. л. 38,64
Уч.-изд. л. 44,11 Тираж 25 000 экз. Зак. 637 Цена 2 р. 64 к.

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

Московская типография № 10 Союзполиграфпрома при Государственном комитете Совета Министров СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10.

Ермилов А. А.

Е 73 Основы электроснабжения промышленных предприятий. Изд. 3-е, перераб. и доп. М., «Энергия», 1976.

368 с. с ил.

В книге рассмотрены основные вопросы, относящиеся к проектированию электроснабжения промышленных предприятий. Приведены новые и рациональные решения в этой области. Описаны различные виды схем электроснабжения и схем электрических соединений и даны рекомендации по их применению. Приведены указания по расчету электрических нагрузок, повышению коэффициента мощности, выбору основного электрооборудования, канализации электроэнергии и т. п.

Книга предназначена для инженерно-технических работников, занятых в области проектирования электроснабжения и подстанций. Может быть полезна также студентам высших и средних электротехнических учебных заведений.

Е $\frac{30312\text{-}502}{051(01)\text{-}76}$ 57-76 6П2.1

© Издательство «Энергия», 1976 г.

ПРЕДИСЛОВИЕ К ТРЕТЬЕМУ ИЗДАНИЮ

В Основных направлениях развития народного хозяйства СССР на 1976—1980 годы, принятых XXV съездом КПСС, предусмотрено огромное развитие электроэнергетики Советского Союза с доведением производства электроэнергии до 1340—1380 млрд. кВт·ч. В связи с этим перед промышленной энергетикой стоят ответственные задачи по рациональному применению электроэнергии во всех отраслях производства.

Вопросы, входящие в проект электроснабжения промышленного предприятия, можно подразделить на несколько групп.

В первую группу входят определение величин и категорий электрических нагрузок, выбор напряжения, выбор трансформаторов, схем питания и распределения электроэнергии, схем коммутации и конструктивного исполнения подстанций, компенсации реактивной мощности.

Ко второй группе относятся широко освещенные в технической литературе вопросы расчета токов короткого замыкания, релейной защиты и автоматики, учета и измерений. По второй группе вопросов, как правило, не включались детальные указания, но на них сделаны конкретные ссылки в соответствующих частях книги и приведена библиография. В самой же книге по этим вопросам даются лишь принципиальные указания и приводятся данные, необходимые для правильного решения основных вопросов системы электроснабжения.

Приведенные в книге компоновочные и конструктивные решения даются в объеме, необходимом лишь для правильного выбора типа подстанций, распределительных устройств, токопроводов и других элементов.

И, наконец, в третью группу входят вопросы, по которым пока нет еще достаточных материалов для обобщения и развернутых рекомендаций. Это вопросы качества электроэнергии, ущерба от перерывов электроснабжения и др.

В третьем издании книги нашли отражение новые нормативные и технические материалы, принципиальные положения и научно-исследовательские работы в области совершенствования и развития электроснабжения промышленных предприятий, появившиеся после выхода второго издания.

В гл. 1 отражены новые тенденции, вытекающие из пересмотра гл. 2 «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) и «Указаний по проектированию электроснабжения промышленных предприятий» (СН 174-75).

Глава 2 переработана с учетом изменений, вытекающих из «Типовой методики определения экономической эффективности капитальных вложений» (1969 г.), а также из вышедших новых работ в этой области.

Глава 3 подвергнута переработке и дополнению с учетом новых материалов после выхода второго издания книги. Даны дополнительные критерии надежности, указания по оптимальному резервированию и по определению ущерба от перерывов электроснабжения.

В гл. 4 добавлены указания по расчету сварочных нагрузок и по определению реактивной мощности методом более точного прямого расчета.

Глава 5 подвергнута переработке в связи с выпуском новых материалов, упомянутых выше. Внесены коррективы в рекомендации по раздельной работе элементов электроснабжения с связи с выявившимися затруднениями при толчковых нагрузках и при самозапуске электродвигателей. Внесены уточнения в схемы и рекомендации, учитывающие электроприемники «особой» группы и загрязненность среды. Получили дальнейшее развитие схемы с глубокими вводами и мощными токопроводами и комбинированные схемы, а также схемы, учитывающие резкопеременные ударные нагрузки.

С учетом все возрастающих требований к качеству электроэнергии и факторов, усугубляющих трудности в обеспечении этого качества, гл. 6 предыдущего издания разделена на две самостоятельные главы: гл. 6 «Выбор напряжений» и гл. 7 «Качество энергии», в которой значительно развиты рекомендации и мероприятия, необходимые для оптимального решения проблемы качества во всех ее аспектах. Учтены новейшие достижения в этой области в отечественной и зарубежной практике.

Глава 8 (бывш. гл. 7) переработана в направлении развития принципиальных указаний и сокращения материалов, заимствованных из заводских информаций. Подробнее отражена специфика подстанций глубоких вводов 35—220 кВ в схемной и конструктивной части, учитывающая характерные особенности построения генплана, загрязнение среды и другие факторы, отличающие эти подстанции от районных энергосистем. Развиты указания по оптимальным токам к. з. В конструктивной части основной упор сделан на комплектные устройства всех видов. Подвергнуты уточнению и развитию рекомендации по применению основного электрооборудования. Учтены новые решения ПУЭ по масляному хозяйству и маслосборным устройствам.

Глава 9 (бывш. гл. 8) переработана с учетом новых «Указаний по снабжению потребителей электроэнергии реактивной мощностью», учтены достижения электротехнической промышленности по выпуску комплектных конденсаторных установок. Подвергнуты уточнению и частичной переработке вопросы регулирования и автоматики.

Глава 10 (бывш. гл. 9) приведена в соответствие с современными требованиями к управлению и защите. Подвергнуты переработке указания по схемам на оперативном переменном токе с приведением новейших схем и учетом опыта эксплуатации.

В гл. 11 (бывш. гл. 10) основное внимание уделено новейшим способам канализации электроэнергии.

Многообразие условий, которые необходимо учитывать при проектировании электроснабжения предприятий разных отраслей промышленности, не позволяет в ряде случаев предписать однозначные рекомендации по некоторым вопросам. Они должны решаться путем тщательного анализа специфических требований, предъявляемых к электроснабжению данным предприятием или данной отраслью промышленности. Поэтому приведенные в книге некоторые рекомендации не следует рассматривать как единственно возможные. В отдельных частных случаях возможны и неизбежны отступления от них, вытекающие из местных условий и из опыта проектирования в данной отрасли.

При написании третьего издания книги были учтены решения и рекомендации научно-технических совещаний и разработки многочисленных научно-исследовательских организаций. Основной своей задачей, как и в предыдущих изданиях, автор ставил обобщение опыта проектирования электроснабжения промышленных предприятий. Были использованы материалы и опыт работы проектных институтов Тяжпромэлектропроект, Электропроект и др. Наряду с изложением основных принципов электроснабжения автор стремился по возможности придать книге практический прикладной характер, снабдив ее примерами и рекомендациями по различным схемным и конструктивным решениям системы электроснабжения.

Автор выражает благодарность руководству и коллективу работников институтов Тяжпромэлектропроект, Электропроект, ВНИИпроектэлектромонтаж, Союзхимпромэнерго, ЦПКБ треста Электроконструкция и другим организациям за представленные материалы. Автор благодарит доктора технических наук профессора Г. М. Каялова и доктора технических наук профессора Ю. Л. Мукосеева за ценные указания в рецензиях, помещенных в журналах «Электричество» и «Промышленная энергетика», на первоначальное издание книги. Автор признателен Б. А. Соколову за выполненный им большой труд при редактировании книги.

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

Автор

ГЛАВА ПЕРВАЯ

ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ

Рационально выполненная современная система электроснабжения промышленного предприятия должна удовлетворять ряду требований: экономичности и надежности, безопасности и удобства эксплуатации, обеспечения надлежащего качества электроэнергии, уровней напряжения, стабильности частоты и т. п. Должны также предусматриваться кратчайшие сроки выполнения строительно-монтажных работ и необходимая гибкость системы, обеспечивающая возможность расширения при развитии предприятия без существенного усложнения и удорожания первоначального варианта.

При этом должны по возможности применяться решения, требующие минимальных расходов цветных металлов и электроэнергии.

При разработке системы электроснабжения предприятия на период строительства предусматривается максимальное ее использование для постоянной эксплуатации электрохозяйства предприятия.

Современные промышленные предприятия характеризуются непрерывным ростом электропотребления, увеличением удельных расходов электроэнергии и удельных плотностей нагрузок, доходящих до 0,65 кВ·А/м², за счет резкого повышения производственных мощностей и расширения области применения электроэнергии в технологических процессах, в частности в электролизе и электротермии. В электросталеплавильных цехах удельная плотность нагрузки достигает 3—4 кВ·А/м².

Все возрастающий удельный вес получают крупные энергоемкие предприятия черной и цветной металлургии, химии и др., которые предъявляют серьезные требования к надежному и экономичному электроснабжению. Они характеризуются большими величинами суммарных установленных мощностей электроприемников.

Мощность установленных трансформаторов на горнообогатительных комбинатах уже сейчас составляет около 200—300 МВ·А с тенденцией дальнейшего значительного роста. Потребляемая крупными комбинатами мощность уже сейчас составляет 300—500 МВт, а по намечаемым планам развития она превысит 700—1000 МВт. Сильно возросли мощности отдельных производств и цехов. Потребляемая мощность комплекса доменной печи объемом 5000 м³ приближается к 50 МВ·А, коксохимического производства — 50—60 МВ·А, конверторного цеха с широкополосным станом горячей прокатки — 190 МВ·А, с широкополосным станом холодной прокатки — более 100 МВ·А. Резко увеличиваются единичные мощности отдельных электроприемников и агрегатов. Мощность современной электролизной серии достигает 150—185 МВ·А, дуговой электропечи до 100—125 МВ·А, ферросплавной электропечи до 63 МВ·А, электродвигателей прокатных станов — до 20 МВт, статических преобразователей прокатных станов — до 20 МВт. В ближайшее время мощность синхронных электродвигателей кислородных турбокомпрессоров достигнет 20 и 40 МВт, а двигателей электровоздуходувок доменных печей до 60 МВт.

Очень важные дополнительные требования к электроснабжению предъявляют:

а) электроприемники с резкопеременной циклически повторяющейся ударной нагрузкой;

б) электроприемники, требующие бесперебойности питания при всех режимах системы электроснабжения.

И, наконец, специальные требования к электроснабжению и электрооборудованию предъявляются электроустановками, расположенными в зонах с загрязненной средой и в районах Крайнего Севера.

При построении системы электроснабжения учитывается ряд факторов, к числу которых относятся потребляемая мощность и кате-

гории надежности питания отдельных элементов, графики нагрузок крупных потребителей, например электропечей; характер нагрузок, например наличие ударных резко переменных нагрузок; размещение электрических нагрузок на генеральном плане; число и мощность подстанций и других пунктов потребления электроэнергии; напряжение потребителей; число, расположение, мощность, напряжение и другие параметры располагаемых источников питания; требования энергетической системы, учет совместного питания с другими потребителями; требования аварийного и послеаварийного режимов, степень загрязненности окружающей среды и др.

Основными определяющими факторами являются характеристика источников питания, мощность и категорийность потребителей электроэнергии. Оба эти фактора тесно связаны. При построении системы электроснабжения нужно учитывать также требования ограничения токов короткого замыкания, а также условия выполнения простой и надежной релейной защиты, автоматики и телеуправления.

Вопросы рационального электроснабжения предприятий не должны решаться в отрыве от общей энергетики данного района. Решения по электроснабжению должны приниматься с учетом перспективного плана электрификации района, что обеспечивает кооперирование электроснабжения всех отраслей. Обособленные решения по электроснабжению, даже самые рациональные в масштабе данного предприятия, далеко не всегда являются эффективными и экономичными с точки зрения электрификации района в целом. В частности, это относится к таким вопросам, как уровни и отклонения напряжений и др.

Энергетические узлы крупных предприятий должны стать опорными пунктами электрификации района. Узловые распределительные подстанции (УРП) или главные понизительные подстанции (ГПП) на крупных предприятиях в ряде случаев должны выполнять функции районных подстанций. В будущем должно произойти органическое слияние районных электрических сетей с потребительскими: промышленными, коммунальными, сельскими. Для всех отраслей народного хозяйства данного района должна быть единая энергетическая сеть, включая тяговые сети. Недопустимо дублирование элементов электроснабжения на предприятии и в питающей сети энергосистемы.

При проектировании электроснабжения энергоемких предприятий необходимо рассматривать по согласованию с технологами и с энергоснабжающей организацией режим регулирования суточных нагрузок путем использования для этой цели крупных электроприемников, которые могут без ущерба для технологического режима допускать кратковременные перерывы или ограничения в подаче электроэнергии. К числу таких электроприемников относятся большинство электропечей, обладающих значительной тепловой инерцией (руднотермические, ферросплавные, отжигательные, колпаковые и др.), а также некоторые виды электролиза и др.

Выявление таких потребителей — регуляторов на предприятиях может дать значительный народнохозяйственый эффект с точки зрения выравнивания графиков нагрузок энергетических систем в часы пик.

При проектировании электроснабжения групп промышленных предприятий на промышленных узлах и территориальных промышленных комплексах (ТПК) необходимо стремиться к максимальной унификации схемных и конструктивных решений электрической части, электрооборудования и канализации электроэнергии на всех предприятиях, входящих в данную группу промышленных предприятий. Подсобные устройства: трансформаторно-масляное хозяйство (ТМХ), электроремонтное хозяйство, диспетчеризация и т. п., а также резервное крупное электрооборудование должны быть общими для всех предприятий данной группы.

Необходимо также производить согласованный с системой электроснабжения выбор месторасположения ТЭЦ, так как неудачное ее размещение приводит к удлинению электрических и тепловых коммуникаций. Приближение ТЭЦ к электрическим нагрузкам позволяло иногда полностью отказаться от внутризаводских линий 110 кВ, оставив их только для связи с энергосистемой. Заводские ТЭЦ использовались для питания (полностью или частично) наиболее ответственных производств (доменное, конвертерное) на генераторном напряжении (см. рис. 5-29). Благодаря этому создавалось весьма надежное питание, так как при наличии трансформаторной связи с энергосистемой короткие замыкания в ней почти не оказывают влияния на уровень напряжения на секциях шин 10 кВ ТЭЦ, а благодаря наличию реакторов на отходящих линиях короткие замыкания в сети 10 кВ также не сказываются на уровне напряжения на сборных шинах 10 кВ и, следовательно, остальных потребителей. На таких ТЭЦ устанавливались генераторы относительно небольшой мощности (25—50 МВт). Однако в настоящее время на крупных энергоемких предприятиях положение иное. Так, например, на металлургических заводах с производительностью 10—20 млн. т стали в год в связи с рез-

ким повышением теплопотребления и увеличением выхода вторичных энергоресурсов доменных коксовых газов мощность генераторов ТЭЦ возрастает до 100 МВт и более. Напряжение генераторов повышается до 20 кВ. Генераторы с повысительными трансформаторами подсоединяются по схеме блока к шинам 110—220 кВ (см. рис. 5-27). Сборные шины генераторного напряжения отсутствуют. Следовательно, на таких крупных предприятиях распределение электроэнергии на генераторном напряжении становится нецелесообразным. По указанным соображениям становится целесообразным вынесение ТЭЦ за пределы металлургического завода на расстояние до 1—2 км по условиям ограниченности его территории и во избежание загрязнения окружающей среды. Такая ТЭЦ получает районное значение и, кроме металлургического завода, должна служить для теплоснабжения и электроснабжения прилегающих к ней промышленных и жилых районов.

Разумное кооперирование должно распространяться и на эксплуатацию электрохозяйства промышленных предприятий. Для этой цели при крупных предприятиях следует предусматривать центральные пункты эксплуатации, ремонтные пункты и другие сооружения и устройства с соответствующими лабораториями и мастерскими, оснащенными приборами и аппаратами, необходимыми для ремонта, испытаний и наладки. Указанные сооружения и устройства следует предусматривать с учетом возможности их использования для соседних более мелких предприятий по согласованию с последними. Иногда для этих целей могут быть использованы лаборатории и мастерские ближайшей энергосистемы по договору с последней. При решении вопроса о необходимости и объеме масляного хозяйства следует в максимальной степени ориентироваться на использование соответствующих устройств в районных энергетических системах или на соседних крупных предприятиях по согласованию с соответствующими организациями.

При проектировании электроснабжения необходимо тщательно изучать особенности технологии предприятия и ее развитие. Разработка основных положений проекта электроснабжения должна производиться одновременно с разработкой проекта технологической и строительной части и общего генплана предприятия. При этом вопросы электроснабжения должны полностью учитываться как важные составляющие, что дает наиболее рациональные решения всего комплекса сооружений. В строительной части учитываются возможности прокладки в производственных помещениях токопроводов различных напряжений, размещения трансформаторов и электрических аппаратов на строительных конструкциях: колоннах, балках, фермах и т. п., а также на крышах производственных зданий. Предусматривается возможность использования зданий для прохождения воздушных линий и крупных наружных токопроводов, монтируемых на специальных конструкциях на крышах или стенах зданий, а также использование конструкций, предназначенных для наружных технологических коммуникаций, для прокладки токопроводов. Генплан должен предусматривать по согласованию с электриками возможность открытой установки электрооборудования: трансформаторов, статических конденсаторов, вращающихся компенсаторов, комплектных распределительных устройств и т. п. во всех случаях, где это возможно по исполнению электрооборудования, климатическим условиям, загрязненности окружающей среды и загруженности территории промышленных предприятий (см. также гл. 8). Предусматриваются зоны (коридоры) для прохождения воздушных линий глубоких вводов 110—220 кВ, токопроводов 6—35 кВ, кабельных эстакад, туннелей и др. с учетом развития системы электроснабжения; выделяются места для подхода указанных линий и токопроводов к проектируемым подстанциям (ГПП, ПГВ и др.).

Рассматриваются возможность и способы транспортировки тяжеловесного электрооборудования от станций разгрузки до монтажной зоны (комплексно с доставкой тяжеловесного технологического и другого оборудования проектируемого предприятия).

Предусматриваются также требования к эстетике в отношении цветовой отделки электрооборудования и помещений, обеспечивающей светотехнические показатели и условия безопасности.

Наряду с изложенным проектировщики-электрики должны сделать все от них зависящее, чтобы проектируемые ими электроустановки по возможности меньше стесняли размещение и эксплуатацию технологического оборудования.

Для правильного решения поставленных задач требуется согласованная работа нескольких проектных организаций или же создание единого координирующего центра, который должен производить увязку проектных решений, принимаемых разными проектными организациями.

Когда применение рациональных решений системы электроснабжения входит в противоречие с требованиями строителей или технологов, вопрос должен решаться на основании технико-экономического сравнения вариантов.

При разработке схемы электроснабжения учитываются также режимы работы электроприемников, в частности способы и частота пуска двигателей, пусковые толчки нагрузки электродвигателей и т. п.

Заслуживают внимания попытки комплексного решения планировки и застройки предприятий химической промышленности [Л. 1-12]. Предложен принцип освоения и развития предприятия блоками, которые представляют собой участок территории, снабженный всеми необходимыми технологическими, энергетическими и электротехническими коммутациями и сооружениями. В каждом блоке генплана создается законченная (локализованная) система электроснабжения, состоящая из ГПП (или ПГВ), РП и цеховых ТП и связывающих их линий и сетей соответствующих напряжений. Источники питания (ГПП, ТЭЦ) максимально приближаются к основным нагрузкам.

Развитие предприятий происходит путем добавления новых типовых блоков и совершенно не затрагивает существующую систему электроснабжения; в необходимых случаях предусматриваются межблочные электрические связи на первичном или вторичном напряжении. Это позволяет создать типовые решения систем электроснабжения блоков, которые могут быть без особых затруднений применены при проектировании конкретных химических предприятий. Оптимальная нагрузка на один блок может быть принята исходя из обычной для химических предприятий плотности 600—900 кВ·А/га (за исключением электрохимии). Предусматривается ввод всех электротехнических и неэлектротехнических коммуникаций через отведенный на территории в середине блока специальный коммуникационный коридор с применением общих опорных конструкций для электротехнических и производственных коммуникаций (см. ниже).

Применение блочной системы на одном из объектов дало экономию капитальных затрат на 12% и годовых расходов на 19%.

При проектировании электроснабжения предприятий и районов должен последовательно проводиться принцип «децентрализации» трансформирования и коммутации электроэнергии. В результате децентрализации и максимального приближения источников высшего напряжения к электроустановкам потребителей сводятся к минимуму сетевые звенья и ступени промежуточной трансформации и коммутации, снижаются первоначальные затраты и уменьшаются потери энергии с одновременным повышением надежности.

Вопросы выбора схемы питания и распределения электрической энергии, выбора напряжения и конфигурации питающих и распределительных сетей напряжением до 1000 В и выше, а также выбора числа, мощности, месторасположения и типа подстанций должны решаться комплексно с выполнением в необходимых случаях технико-экономических сравнений вариантов по приведенным затратам (см. гл. 2). Принимаемые решения по всем упомянутым смежным вопросам взаимно корректируются в процессе проектирования.

В системе электроснабжения должна выполняться координация уровней надежности составных звеньев системы таким образом, чтобы степень надежности при прочих равных условиях повышалась при переходе от потребителей энергии к источникам питания по мере увеличения мощности соответствующих звеньев системы.

Однако надежное питание электроприемников 1-й и, как правило, основных нагрузок 2-й категории (см. гл. 3) должно быть обеспечено независимо от их места в системе электроснабжения и мощности соответствующего звена системы. В необходимых случаях на низших ступенях электроснабжения следует предусматривать повышенную надежность питания даже по сравнению с высшими ступенями, но без значительных затрат, например путем применения простейшей автоматики непосредственно на цеховых сборках.

Система электроснабжения в целом должна быть построена таким образом, чтобы в условиях послеаварийного режима, после соответствующих переключений и пересоединений она была бы способна, как правило, обеспечить питание нагрузки предприятия (с частичным ограничением) с учетом использования всех дополнительных источников и возможностей резервирования (перемычки, связи на вторичном напряжении, аварийные источники и т. п.). При этом возможны кратковременные перерывы питания электроприемников 2-й категории на время упомянутых переключений и пересоединений и перерывы питания электроприемников 3-й категории на время до 1 сут. Допускаются отступления от нормированных уровней отклонений и колебаний напряжения и частоты в пределах допусков, установленных ГОСТ на качество энергии (см. гл. 7).

Для наиболее экономичного решения вопросов резервирования в системах электроснабжения учитывается перегрузочная способность электрооборудования с учетом предшествовавшей нагрузки и других факторов по действующим нормативам. Для этой цели параметры коммутационных аппаратов выбираются таким образом, чтобы они не лимитировали полное использование перегрузочной

способности трансформаторов, кабелей, шинопроводов и т. п. Учитывается также степень резервирования в технологической части (резервные насосы, компрессоры и т. п. с отдельным питанием, резервные емкости: бункера, баки, склады сырья и полуфабрикатов и т. п.). Учитывается возможность проведения плановых ремонтов и ревизий электрооборудования в период планово-предупредительных ремонтов технологического оборудования. В это время соответствующая часть электроприемников отключается и потребление электроэнергии соответственно уменьшается.

По согласованию с технологами определяется допустимое снижение нагрузки на время послеаварийного режима и планово-предупредительного ремонта.

При определении объема резервирования и пропускной способности всей системы электроснабжения в целом нельзя допускать излишеств в количестве электрооборудования и кабелей и завышения их параметрических характеристик. Не нужно полностью учитывать совпадение планового ремонта элементов электрооборудования (трансформаторы, коммутационные аппараты, сети) и аварии в системе. Если это и произойдет, то на этот период можно ввести ограничение электропотребления менее ответственных электроприемников.

Для уменьшения резервирования предусматривается автоматическая или ручная разгрузка при аварии от неответственных потребителей с выделением питания нагрузок 3-й категории для возможности их отключения по аварийному графику.

При проектировании электроснабжения нужно заранее предусматривать возможность ведения электромонтажных работ индустриальными методами с широким применением закладных частей и деталей для крепления аппаратов и применение комплектных крупноблочных устройств и укрупненных монтажных узлов с надлежащей монтажной готовностью их. Уже на первых этапах проектирования нужно предусматривать все необходимые мероприятия для обеспечения заблаговременного проведения заготовительных работ в мастерских электромонтажных организаций. При этом учитывается стадийность выполнения электромонтажных работ.

Проектирование электроснабжения обычно ведется исходя из перспектив его развития на ближайшие 10 лет таким образом, чтобы первая очередь являлась частью общего проекта и ее осуществление не приводило к значительным затратам, связанным с предусмотренными проектом последующими очередями развития.

Практика эксплуатации показывает наличие естественного роста электропотребления при развитии предприятий. На рис. 1-1 приведена в качестве примера кривая естественного роста электрических нагрузок, полученная по данным обследования ряда заводов синтетического каучука. Кривая показывает, что спустя лишь 8 лет после достижения полной проектной мощности электрическая нагрузка возросла почти вдвое (на 85%). В то же время многолетние обследования [Л. 1-13] электрохозяйства промышленных предприятий различных отраслей промышленности показали недогрузку электрооборудования не только при достижении полной проектной производительности, но даже при ее превышении. Так, например, загрузка трансформаторов на многих обследованных предприятиях находится в пределах 19—43%, а на некоторых снижается до 10—12%. Это свидетельствует о неточности исходных данных для расчетов электрических нагрузок и в определенной степени о неточности самих расчетов. Поэтому естественный рост нагрузок не может служить основанием для завышения параметров электрооборудования и сечений питающих и распределительных сетей. Этот рост нужно учитывать при принятии принципиальных решений системы электроснабжения с надлежащими технико-экономическими обоснованиями.

Система электроснабжения в целом в схемной и в конструктивной части должна быть гибкой и обеспечивать возможность роста потребления электроэнергии предприятием без коренной ее реконструкции. Она должна позволять встройку дополнительных элементов подстанций и сетей при наращивании мощностей. Схема электроснабжения и месторасположение подстанций выбираются с учетом развития предприятия. Предусматриваются в разумных пределах резервные камеры в распределительных устройствах высшего напряжения и панели в распределительных щитах низшего напряжения. Однако при расши-

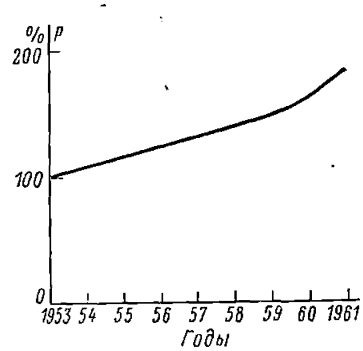


Рис. 1-1. Кривая естественного роста электрических нагрузок промышленных предприятий.

рении нельзя использовать для подключения новых электрических нагрузок резервы, предусмотренные для обеспечения бесперебойного питания электроэнергией предприятия. Этого нельзя допустить, так как снижается надежность электроснабжения всех потребителей предприятия.

Все более важное значение приобретают при построении рациональной и надежной системы электроснабжения вопросы обеспечения бесперебойного питания «особой» группы электроприемников, потребителей, расположенных в зонах с загрязненной средой, в северных районах с тяжелыми климатическими условиями. И, наконец, особое значение имеет обеспечение необходимого качества электроэнергии в связи с развитием резкопеременных нагрузок электропривода, электротермии, электросварки, которые оказывают вредное влияние на качество напряжения. Этим вопросам посвящены специальные главы и параграфы книги.

В условиях непрерывного роста промышленных предприятий и усложнения технологических процессов рациональное решение основных задач электроснабжения и электрооборудования в настоящее время невозможно без применения комплексной системы автоматизированного проектирования, охватывающей вопросы расчета и конструирования всех элементов электроустановок. Необходимо расширить применение ЭВМ и постепенно перейти от локальных расчетов (см. гл. 4) к комплексным решениям отдельных расчетных и конструктивных задач массового характера. По мере накопления опыта и информации и оснащения соответствующим оборудованием можно будет с помощью ЭВМ осуществлять оптимальные комплексные решения всех проектных задач. Только при таком комплексном решении может быть получен максимальный эффект от применения ЭВМ.

В настоящее время приступили к серийному выпуску единой серии ЕС ЭВМ, позволяющей осуществить комплексное автоматизированное проектирование электрической части промышленных предприятий.

Для решения отдельных (локальных) проектных вопросов следует использовать имеющиеся в проектных организациях ранее выпущенные ЭВМ: М6000, «Промінь», «Минск-22», «Минск-32», «МИР-1», «МИР-2» и др. Рекомендуется применение вновь выпускаемой машины «МИР-3» (полная модель), которая является дальнейшим развитием и усовершенствованием цифровых машин «МИР-1» и «МИР-2» и позволяет решить ряд отдельных проектных задач.

ГЛАВА ВТОРАЯ

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ (ТЭР) В ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

2-1. МЕТОДИКА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ СРАВНЕНИЙ

Оптимальные решения вопросов электроснабжения находятся путем сопоставления нескольких возможных вариантов. Для выбора наиболее целесообразного из них приходится прибегать к технико-экономическому сравнению.

При технико-экономических сравнениях необходимо руководствоваться директивными документами, приведенными в [Л. 2-1, 2-2], в которых даются принципиальные указания для выбора экономически целесообразных технических решений в области энергетики. При конкретных расчетах следует руководствоваться отраслевыми методическими указаниями, разработанными в соответствии с директивными документами. Основным критерием выбора технического решения является его экономическая целесообразность. Это означает, что при технико-экономической оценке сравниваемых вариантов решающими должны являться их стоимостные показатели, а именно приведенные затраты, учитывающие единовременные капитальные вложения и расчетные ежегодные издержки производства. Показателем экономической эффективности сравниваемых вариантов электроснабжения является минимум приведенных затрат.

Сравниваемые варианты не могут быть абсолютно тождественными и совершенно равноценными по своему техническому уровню, степени бесперебойности электроснабжения, качеству электроэнергии, удобству эксплуатации и другим показателям. Каждый из них может иметь по сравнению с другим некоторые преимущества в одном отношении и недостатки в другом. Обязательным условием каждого сравниваемого варианта должно быть соответствие его требованиям, которые предъявляются к электроснабжению данным объек-

том по перечисленным выше показателям, а также требованиям ПУЭ и других директивных документов. Другими словами, сравниваемые варианты должны быть взаимозаменяемыми по надежности и качеству и должны обеспечивать одинаковый производственный эффект вне зависимости от примененных схем, выбранного напряжения и других показателей.

При сопоставлении вариантов должны быть учтены различия в величинах расхода на собственные нужды, различия в величинах необходимого аварийного резерва, нормативов простоя в ремонтах, потерь мощности и энергии. Сопоставление рассматриваемых вариантов производится при оптимальных параметрах каждого рассматриваемого объекта и оптимальном режиме работы всех объектов предприятия или промышленного узла.

Все технико-экономические показатели сравниваемых вариантов определяются применительно к одинаковому уровню цен и одинаковой достижимости принятых уровней развития техники.

Сравнительная оценка вариантов производится сопоставлением так называемых приведенных затрат $З$, причем выбирается вариант с наименьшими приведенными затратами, являющийся оптимальным.

Если намеченный срок строительства не более 1 года, а ежегодные издержки производства постоянны, то суммарные приведенные затраты определяются по формуле

$$З = C + E_н K, \qquad (2\text{-}1)$$

где K — единовременные капитальные вложения по рассматриваемому варианту; C — ежегодные текущие затраты производства при нормальной эксплуатации по этому варианту; $E_н$ — нормативный коэффициент эффективности капиталовложений.

Примечание. Во избежание громоздкости расчетов величины K и C, как правило, определяются лишь для элементов электроснабжения, входящих в изменяющиеся части сопоставляемых вариантов. Составляющие затрат, одинаковые во всех сравниваемых вариантах, не учитываются.

Коэффициент эффективности $E_п$ в соответствии с [Л. 2-1, 2-2] принят равным 0,12. Обратная величина нормативного коэффициента соответствует нормативному сроку окупаемости

$$T_н = \frac{1}{E_н} = \frac{1}{0{,}12} = 8{,}33 \text{ лет}.$$

Величина $T_н$ характеризует срок, в течение которого дополнительные капиталовложения по одному из рассматриваемых вариантов окупаются за счет экономии в годовых издержках C по другому варианту.

Удельные приведенные затраты на единицу продукции $з$ определяются по формуле

$$з = \frac{З}{П_н}, \qquad (2\text{-}2)$$

где $П_н$ — годовой объем продукции при нормальной эксплуатации.

Формула (2-2) применяется при разной годовой производительности сравниваемых вариантов. При сравнении вариантов выбора электрооборудования эта формула применяется в тех случаях, когда электрооборудование и структура электроснабжения сравниваемых вариантов зависят от годовой производительности.

Величина удельных затрат в известной степени характеризует энергоемкость и энерговооруженность производства. Она может быть в какой-то мере использована в качестве критерия при сопоставлении энергетических показателей аналогичных предприятий, построенных в разное или одинаковое время или имеющих различную полноту производственного цикла. Для одинаковых производств величина $з$ характеризует экономичность сравниваемых вариантов системы электроснабжения. При проектировании электрооборудования комплексных предприятий: промышленных узлов, крупных комбинатов с разнородными цехами и т. п. — удельные приведенные затраты нужно определять и сопоставлять по отдельным крупным объектам этих предприятий. При этом общезаводские расходы на электрооборудование распределяются с известным приближением, пропорционально потребляемым этими предприятиями мощностям.

Формула (2-2) может быть использована лишь в том случае, если по формуле (2-1) определяются полные приведенные затраты, а не только изменяющиеся элементы, как это было сказано выше.

При анализе сопоставляемых удельных показателей по промышленным предприятиям следует учитывать влияние внедрения электроэнергии на экономические показатели смежных участков проектируемого объекта. Так, например, внедрение электроэнергии в технологические или производственные процессы или в механизацию работ увеличит удельные затраты $з$ в электрической части, но, несомненно, снизит их в технологической и других частях. Поэтому, где возможно, следует производить сопоставление по всему проектируемому комплексу, а не только по электрической его части, особенно в энергоемких производствах.

Величина удельных затрат не зависит от года приведения и может быть использована для экономической оценки системы электро-

снабжения предприятий, вырабатывающих одинаковую продукцию.

При выполнении технико-экономических расчетов можно пользоваться данными проектно-сметной документации или же применять нормативные материалы. При проектировании электроснабжения в большинстве случаев целесообразно применять нормативные материалы, т. е. укрупненные показатели, приведенные в различных справочниках. Наиболее полно такие укрупненные показатели в настоящее время представлены в работе Горьковского отделения института Электропроект «Справочное пособие для составления технико-экономических расчетов при проектировании электроснабжения промпредприятий», 1973. Укрупненные показатели, разумеется, должны непрерывно корректироваться и обновляться. Пользование укрупненными показателями значительно облегчает расчеты и вполне допустимо из-за относительно малой стоимости электрической части в общей стоимости сооружения промышленного предприятия. Можно также пользоваться при сравнении сметными стоимостями объектов по ранее выпущенным проектам.

К отдельным специальным сметным калькуляциям следует прибегать лишь при отсутствии укрупненных показателей или при наличии сомнений в их точности, а также при проектировании крупных энергоемких предприятий, где для технологических процессов широко применяется электроэнергия: электролиз, электротермия и т. п. и где электрическая часть является определяющей. При сравнении вариантов не рекомендуется в одном из них определять капитальные затраты по сметным калькуляциям, а в другом по укрупненным показателям.

Ежегодные текущие затраты производства для каждого года расчетного периода определяются по действующим нормативам по формуле

$$C=E_{тр}K+E_{а}K+C_{э}, \qquad (2\text{-}3)$$

где $E_{а}$ — коэффициент отчислений на амортизацию, отн. ед.; $E_{тр}$ — коэффициент отчислений на текущий ремонт и обслуживание; $C_{э}$ — стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб./год.

Примечание. Ежегодные издержки по эксплуатации жилищных и культурно-бытовых объектов по сравниваемым вариантам электроснабжения проектируемых промышленных объектов, как правило, не учитываются. Исключение могут составить случаи, когда принятые решения освобождают значительное количество эксплуатационного персонала, что сокращает объем указанных объектов, и следовательно, расходы на их эксплуатацию. Примером может служить широкое применение телемеханизации и автоматизации электроснабжения.

В табл. 2-1 приведены расчетные коэффициенты отчислений для различных элементов системы электроснабжения, принятые по нормативным и справочным данным, и суммарные коэффициенты отчислений E, включающие также и нормативный коэффициент $E_{н}$.

Таблица 2-1

Коэффициенты отчислений для различных элементов системы электроснабжения

Элементы системы электроснабжения	Значения коэффициентов			
	$E_{а}$	$E_{тр}$	$E_{н}$	$E=E_{а}+E_{тр}+E_{н}$
ВЛ до 22 кВ на металлических или железобетонных опорах	0,035	0,005	0,12	0,16
То же на опорах из пропитанной древесины	0,066	0,01	0,12	0,196
То же на деревянных опорах с железобетонными пасынками	0,053	0,01	0,12	0,183
ВЛ 35—160 кВ на металлических или железобетонных опорах	0,028	0,004	0,12	0,152
То же на опорах из пропитанной древесины	0,053	0,01	0,12	0,183
То же на деревянных опорах с железобетонными пасынками	0,042	0,01	0,12	0,172
ВЛ 220 кВ и выше на железобетонных или металлических опорах	0,024	0,004	0,12	0,148
Кабельные линии в земле и под водой до 10 кВ включительно	0,03	0,015	0,12	0,165
То же 35 кВ	0,041	0,02	0,12	0,181
То же 110 кВ и выше	0,022	0,02	0,12	0,162
Кабельные линии до 10 кВ включительно, проложенные в помещении, а также открыто по эстакадам или конструкциям	0,024	0,01	0,12	0,152
То же 35 кВ	0,033	0,005	0,12	0,158
Электродвигатели мощностью до 100 кВт	0,102	0,017	0,12	0,239
То же свыше 100 кВт	0,074	0,01	0,12	0,204
Силовое электротехническое оборудование, распредустройства и подстанции	0,063	0,01	0,12	0,193
Токопроводы 6—10 кВ	0,03	0,01	0,12	0,16
Аккумуляторы стационарные	0,154	0,02	0,12	0,294
То же при непрерывном подзаряде	0,092	0,01	0,12	0,222
Измерительные и регулирующие приборы и устройства	0,12	0,01	0,12	0,25
Батареи статистических конденсаторов	0,075	0,008	0,12	0,203

С учетом сказанного формула (2-1) может быть представлена в следующем упрощенном виде:

$$З=EK+C_{э}. \qquad (2\text{-}4)$$

При исчислении приведенных затрат необходимо учитывать все их составляющие, которые могут иметь место в том или другом сравниваемом варианте и которые в некоторых случаях могут оказать решающее влияние на выбор варианта. Так, например:

1. Следует учитывать стоимость дополнительной площади, необходимой для прохождения электротехнических коммуникаций в тех случаях, когда они не размещаются в пределах разрывов между производственными корпусами, требуемых по действующим нормативам или требующихся для прохождения неэлектротехнических коммуникаций (технологических, транспортных и др.). Это зависит от принятого способа канализации электроэнергии и может иметь место при применении открытых токопроводов, в частности гибких, воздушных линий глубоких вводов 35—220 кВ, кабельных эстакад и галерей, для которых требуется значительно большая территория, чем при подземных кабельных прокладках. При этом удлиняются и удорожаются также упомянутые неэлектротехнические инженерные коммуникации.

Стоимость этой дополнительной территории, включая удорожание неэлектрических коммуникаций, определяется по данным генерального проектировщика и прибавляется к капиталовложениям. При отсутствии данных к моменту составления проекта эта стоимость ориентировочно может быть оценена в 12—15 руб/м^2.

2. Необходимо учитывать затраты на компенсацию реактивных мощностей, которые могут отличаться в разных вариантах вследствие различия заданий энергосистемы на разных источниках питания и из-за других факторов. Поэтому при рассмотрении вариантов в (2-4) включаются приведенные затраты на компенсацию реактивной мощности (см. гл. 9) $З_к$, и она приобретает следующий вид:

$$З = EK + C_э + З_к, \qquad (2\text{-}5)$$

где $З_к = з_{у.к} Q_к$ — приведенные затраты на компенсацию; $з_{у.к}$ — удельные затраты на компенсацию 1 квар, руб/квар в год; $Q_к$ — необходимая суммарная мощность компенсирующих устройств.

Если к моменту составления ТЭР отсутствуют данные о размещении компенсирующих устройств, их типах и мощности, то величину удельных затрат на компенсацию можно принять равной 3,5 руб/квар в год.

3. При сравнении вариантов электроснабжения с вторичными напряжениями распределительных сетей 6 и 10 кВ следует учитывать удорожание электродвигателей 10 кВ и ухудшение их к. п. д. При отсутствии конкретных данных это удорожание может быть принято 2,14 руб/кВт. Удорожание по варианту в целом получается равным, руб.:

$$\Delta K_{10} = 2{,}14 \Sigma P_н,$$

где $\Sigma P_н$ — суммарная мощность электродвигателей, которые могут быть выбраны на оба упомянутые напряжения.

Стоимость дополнительных потерь, руб/год, в электродвигателях 10 кВ можно ориентировочно определить по формуле

$$\Delta C_э = 0{,}0055 m \Sigma P_{н.раб},$$

где 0,0055 — среднее увеличение потерь на 1 кВт номинальной мощности электродвигателя, кВт/кВт; m — стоимость 1 кВт потерь, руб.; $\Sigma P_н$ — см. выше.

2-2. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ПЛОТНОСТЬ ТОКА

Выбранные по расчетному току I сечения q проводников проверяются по экономической плотности тока $j_э$ (А/мм^2) по формуле $q = I/j_э$. Полученная расчетная величина q округляется до ближайшего стандартного сечения. Нормированные значения величин экономической плотности тока $j_э$ приведены в табл. 2-2.

Согласно § 1-3-23 ПУЭ выбор сечений мощных токопроводов при работе их с большим числом часов использования максимума не нормируется. Его следует производить на основе технико-экономических расчетов. Так как зависимость капитальных вложений от сечения токопроводов, как правило, выражается прямой или близка к ней, то выбор экономического сечения $q_э$ (мм^2) и экономической плотности тока $j_э$ (А/мм^2) для двухцепного токопровода может быть произведен по следующим формулам [Л. 2-5]:

$$q_э = I \sqrt{\frac{6\rho m k_д}{Ea}}; \qquad (2\text{-}6)$$

$$j_э = \sqrt{\frac{Ea}{6\rho m k_д}}, \qquad (2\text{-}7)$$

где $a = \frac{k_2 - k_1}{q_2 - q_1}$, руб/(км·мм^2), — доля удельных капиталовложений в токопровод, зависящая от сечения; k_1 и k_2 — капиталовложения в двухцепной токопровод, каждая цепь которого имеет сечение соответственно q_1 и q_2, руб/км; ρ — удельное сопротивление материала токопровода, ом/мм^2; q_1 и q_2 — сечение фазы токопровода соответственно меньшей и большей пропускной способности, мм^2; m — стоимость 1 кВт годовых максимальных потерь, руб/(кВт·год); $k_д$ — коэффициент добавочных потерь.

Для типовых жестких алюминиевых токопроводов корытного сечения на изоляторах ИШД-35 $q_э = 0{,}286 I\sqrt{m}$.

Для самонесущих токопроводов из алюминиевых труб $q_э = 0{,}269\, I\sqrt{m}$.

Таблица 2-2

Нормированные значения величин экономической плотности тока

Провода, кабели	Продолжительность использования максимума нагрузки, ч/год		
	1000—3000	3000—5000	5000—8700
1. Голые провода и шины медные	2,5	2,1	1,8
То же алюминиевые:			
Европейская часть СССР, Закавказье, Забайкалье, Дальний Восток	1,3	1,1	1,0
Центральная Сибирь, Казахстан, Средняя Азия	1,5	1,4	1,3
2. Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жилами:			
медными	3	2,5	2,0
алюминиевыми:			
Европейская часть СССР, Закавказье, Забайкалье и Дальний Восток	1,6	1,4	1,2
Центральная Сибирь, Казахстан, Средняя Азия	1,8	1,6	1,5
3. Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
медными	3,5	3,1	2,7
алюминиевыми:			
Европейская часть СССР, Закавказье, Забайкалье, Дальний Восток	1,9	1,7	1,6
Центральная Сибирь, Казахстан, Средняя Азия	2,2	2,0	1,9

Экономическое число алюминиевых проводов сечением по 600 мм² унифицированного гибкого токопровода (на фазу) может быть определено по формуле

$$n_э = I\,\frac{\sqrt{m}}{3400}.$$

Необходимо отметить, что действующие ныне нормативные значения $j_э$, приведенные в табл. 2-2, требуют корректировки, так как положенные в их основу исходные данные устарели, а некоторые принципиальные положения нуждаются в уточнении.

По этому вопросу имеется ряд разноречивых суждений и предложений. Предлагается:

1. Определять экономическую плотность тока в каждом отдельном случае по минимуму приведенных расчетных затрат.

2. Ввести в ПУЭ так называемые экономические токовые интервалы взамен ныне действующих однозначных значений экономических плотностей тока.

3. Сохранить в ПУЭ единые нормы экономических плотностей тока с необходимой корректировкой действующих значений.

При решении вопроса необходимо учитывать весьма важное обстоятельство, заключающееся в том, что кривые изменения суммарных приведенных затрат имеют очень пологий характер в широком диапазоне изменения экономических плотностей тока по обе стороны от точки минимума. Следовательно, при отступлении в ту или другую сторону от экономического сечения значение удельных приведенных затрат изменяется незначительно. Это убедительно показано в работах Энергосетьпроекта, Тяжпромэлектропроекта, в [Л. 1-18] и других источниках. Из кривых, приведенных в [Л. 1-18], вытекает, что в диапазоне $j_э$ 0,6—1,3 А/мм² суммарные приведенные затраты на линии 35—330 кВ отличаются от минимальных не более чем на 3%.

С учетом сказанного первое предложение является неприемлемым. Это неизбежно приведет к произвольным результатам, так как исходные данные для расчета могут быть различными у разных авторов и результаты в ряде случаев могут носить субъективный характер. Из-за этого, а также с учетом пологости кривых $З = f(j_э)$ для одинаковых объектов могут получиться необоснованные расхождения принятых значений экономической плотности тока, что может привести к нерациональным проектным решениям и чрезвычайно затруднит проведение единой государственной политики в этом важном вопросе. К тому же расчеты по приведенным затратам довольно громоздки и трудоемки, что вызовет затруднения при проектировании, особенно в небольших неспециализированных проектных организациях. Следовательно, методику определения экономических плотностей тока по приведенным расчетным затратам нельзя рекомендовать для массовых повседневных расчетов. Она может быть в некоторых случаях применена при выполнении исследовательских работ для решения крупных принципиальных вопросов электроснабжения и электрических сетей.

Второе предложение нельзя принять для повседневных расчетов также вследствие пологости кривых $З = f(j_э)$. При достаточно широком диапазоне изменений экономической плотности тока суммарные приведенные затраты меняются незначительно. Следовательно,

токовые экономические интервалы получаются очень большими, а это дает возможность произвольного выбора сечений для одинаковых условий. Для оптимального правильного решения вопроса требуется знание современной конъюнктуры в области производства проводниковых материалов и выработки электроэнергии, которым рядовой проектировщик не обладает. Кроме того, метод токовых интервалов требует полной унификации конструктивных решений всех видов токовых канализаций, что в настоящее время не имеет места. Этот метод может быть частично применен головными проектными институтами Энергосетьпроект, Тяжпромэлектропроект для некоторых видов токовых канализаций (например, ВЛ, токопроводы) по разработанным ими таблицам в развитие принятой в ПУЭ шкалы нормированных экономических плотностей тока и в увязке с ней. При этом в проектах должны приводиться веские обоснования отступлений хотя бы и в пределах токовых интервалов от утвержденной шкалы $j_э$, которые должны проверяться утверждающими проект инстанциями (Госстрой). Поэтому целесообразно сохранить методику проверки выбранных сечений проводников при повседневном рядовом проектировании по единым, утвержденным нормативным значениям экономических плотностей тока. Только таким образом можно осуществить единую народнохозяйственную политику в области разумного сочетания расходования проводниковых материалов и экономии электроэнергии и избежать произвольных решений при проектировании электрических сетей. Для нормирования единых экономических плотностей тока в настоящее время имеются бо́льшие предпосылки, чем даже при первоначальном введении шкалы $j_э$. Увеличилась унификация конструктивных проектных решений в области создания типовых опор ВЛ, унифицированных токопроводов, типизации кабельных канализаций. Уменьшилась разница в стоимости электроэнергии в разных районах страны. Однако совершенно необходимо произвести корректировку действующих нормативных значений $j_э$ вследствие изменений положенных в их основу исходных данных, происшедших за длительный срок их существования. Учитывая пологий характер кривых зависимости суммарных приведенных затрат от плотности тока в зоне их минимальных значений, нормированное значение $j_э$ следует принять с учетом современной конъюктуры в стране в отношении цветного металла и электроэнергии. Корректировку необходимо проводить в полном соответствии с принципами, изложенными в [Л. 2-1].

Следует осуществить в разумных пределах (в минимальной степени) дифференциацию шкалы экономических плотностей тока по напряжению и конструктивному выполнению воздушных и кабельных линий с учетом их унификации и типизации, а именно:

воздушных линий по напряжению, по материалу опор, по районам страны и по гололедным районам; обязательным является выделение деревянных опор, показатели которых значительно отличаются от стальных и железобетонных;

кабельных линий по напряжению и по конструктивному выполнению прокладки: в земле, каналах, туннелях, блоках, эстакадах;

токопроводов по напряжению, конструктивному выполнению и способам прокладки: гибкие, жесткие закрытые и открытые при разных способах прокладки, жесткие в трубах.

По-видимому, необходимо сохранить подразделение по районам, введенное Минэнерго в изменениях ПУЭ.

Графу третью табл. I-3-37 ПУЭ желательно разделить на две, выделив непрерывные производства с числом часов использования максимума 8000—8760 ч.

Для упрощения шкалы экономических плотностей тока можно дать значение $j_э$ только для $T_{макс}=5000$ и привести таблицу поправочных коэффициентов, учитывающих изменение $j_э$ при других значениях $T_{макс}$.

Параграф I-3-23 ПУЭ следует исключить и перенести ВЛ напряжением 330 кВ и выше и токопроводы в общую шкалу экономических плотностей тока, так как в настоящее время накоплены необходимые для этого данные.

При пересмотре гл. I-3 ПУЭ следует рассмотреть вопрос о нормировании экономических плотностей тока для всех сетей напряжением до 1000 В. Предварительно можно предположить, что сечения шинопроводов низкого напряжения, по-видимому, целесообразно проверять по экономической плотности тока. Что же касается проводов и кабелей, в частности ответвлений к отдельным электроприемникам, то такая проверка вряд ли необходима, так как, например, сечения ответвлений к электродвигателям (основные электроприемники) выбираются, как правило, по максимальному режиму их работы, длительность которого обычно невелика. Следовательно, в остальное время нагрузка ответвления значительно ниже номинально допустимой и плотность тока может оказаться даже менее нормированной величины $j_э$. Расчеты же получаются весьма громоздкими.

Критерием необходимой степени точности установления экономических плотностей тока в известной мере может служить то обстоятельство, что выбор сечений проводников, кроме экономической плотности тока, определяется

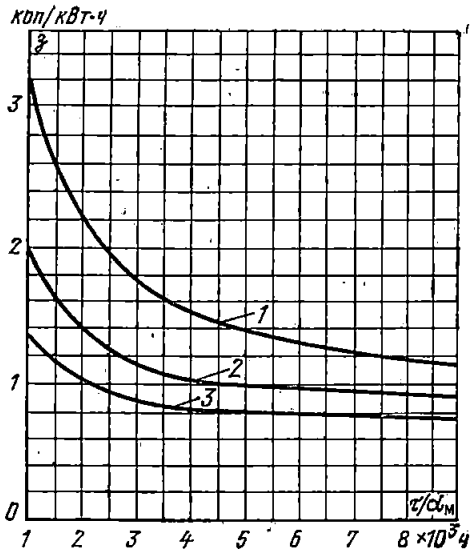


Рис. 2-1. Удельная стоимость потерь электроэнергии $з$ [коп/(кВт·ч)] в зависимости от $\tau/\alpha_м$ для разных районов.

1 — районы ЕЭС (ОЭС Центра, Поволжья, Юга, Северо-Запада, Урала, Северного Кавказа, Закавказья); *2* — Восточные районы (ОЭС Северного Казахстана, Средней Азии, Дальнего Востока, Читинская энергосистема); *3* — районы ОЭС Сибири.

где $\Delta P'$ — переменные потери мощности, кВт, зависящие от нагрузки (потери в линиях, трансформаторах, синхронных компенсаторах); $\Delta P''$ — постоянные потери мощности, кВт, не зависящие от нагрузки (холостой ход трансформаторов, потери на корону на ВЛ 220 кВ и выше, потери в шунтовых реакторах, диэлектрические потери в кабелях и конденсаторах и т. п.); $з'_э$; $з''_э$ — удельные приведенные затраты на компенсацию потерь $\Delta P'$ и $\Delta P''$, коп/(кВт·ч); τ' и τ'' — время наибольших переменных и постоянных потерь.

При определении $з'_э$ и $з''_э$ необходимо вносить поправку на попадание максимума потерь в максимум энергосистемы. Это делается при помощи коэффициента $\alpha_м$, равного $\alpha_м = K^2_м$, где $K_м$ — коэффициент попадания максимума нагрузки предприятия в максимум энергосистемы. При практических расчетах значение $\alpha_м$ можно принимать 0,85—0,9, а для предприятий с неравномерным графиком суммарной нагрузки 0,7—0,75. При определении среднегодовых потерь мощности на корону коэффициент $\alpha_м$ можно принимать равным 1.

Величины удельных приведенных затрат на компенсацию потерь электроэнергии $з'$ и $з''$ для разных районов энергетической системы можно принимать по кривым, приведенным на рис. 2-1, на которых показана зависимость $з$ от $\tau/\alpha_м$.

Значения τ' определяются по кривым, приведенным на рис. 2-2, величина τ'' принимается равной 8760 ч.

В соответствии с [Л. 2-4] при определении $З_{пот}$ следует учитывать также и потери электроэнергии в действующих сетях, если сравниваемые варианты вновь сооружаемых элементов сетей различно отражаются на изменении потокораспределения в действующей сети. Но это следует учитывать лишь в тех элементах действующей сети, в которых изменения превышают 10%.

Различие в потерях реактивной мощности при сравнении вариантов учитывается, если данный узел энергосистемы имеет дефицит реактивной мощности. Усредненная величина удельных приведенных затрат на компенсацию потерь реактивной мощности принимается равной 2,1 руб/квар.

Методика Энергосетьпроекта [Л. 2-4] предназначается для выполнения технико-экономических расчетов (ТЭР) при обосновании строительства районных электросетей и электросетевых объектов на напряжение не ниже 35 кВ. Она не распространяется на задачи, связанные с определением показателей абсолютной экономической эффективности (рентабельности) капитальных вложений в электрические сети (см. введение в [Л. 2-4]).

Проектные институты Тяжпромэлектропроект, Электропроект и др. при сравнении вариантов электроснабжения конкретных промышленных предприятий принимают в ТЭР стоимость электроэнергии, в том числе и потерь электроэнергии, по действующим тарифам, по которым предприятие будет оплачивать электроэнергию, т. е. подобно тому как стоимость всех элементов электрооборудования принимается по действующим ценам на него. Принятие стоимости потерь не

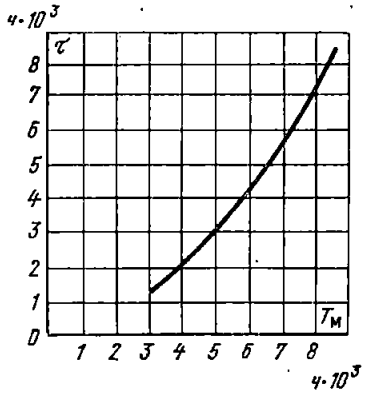


Рис. 2-2. Зависимость времени наибольших потерь τ от числа часов использования максимума перетока мощности T.

по тарифу может отразиться на правильности оценки при выборе наиболее выгодного варианта. В этом заключается принципиальное отличие от условий, имеющих место при сравнении вариантов в районных электросетях, так как в этом случае в ТЭР оплата за электроэнергию отсутствует.

Однако следует иметь в виду, что действующие тарифы на электроэнергию не всегда отображают фактическое положение, которое установится после пуска проектируемого предприятия. Так, например, если крупное предприятие строится в отдаленном районе в малоразвитой маломощной энергетической системе, то при ТЭР нужно ориентироваться не на действующие тарифы, а на перспективные цены на электроэнергию, которые установятся после пуска мощного предприятия, связанного с вводом крупных энергетических мощностей и соответствующим резким уменьшением стоимости энергии. Эти перспективные цены следует получать в планирующих органах Министерства электрификации и энергетики СССР или в районной энергосистеме.

Вообще говоря, можно было бы для отдельных видов расхода электроэнергии на крупных энергоемких предприятиях, в том числе и для потерь, установить расчетные величины стоимости 1 кВт·ч в зависимости от графика нагрузки, от участия в максимуме каждого вида расхода энергии и от величины реактивной энергии.

Следует отметить, что в основополагающих документах об экономической эффективности капиталовложений [Л. 2-1, 2-2], а также и других директивных документах по этому вопросу нет прямых указаний об оценке стоимости потерь электроэнергии по приведенным затратам. Следует также иметь в виду, что структура (распределение) потерь в элементах электрооборудования промышленных предприятий, как это показано ниже, резко отличается от таковой в районных электрических сетях энергосистем. В первых преобладают потери в электродвигателях, достигающие 75% суммарных потерь электроэнергии.

2-6. СРАВНИТЕЛЬНАЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ВАРИАНТОВ

Сравнительная технико-экономическая оценка вариантов производится с учетом надежности и качества электроснабжения и других факторов.

Исследования [Л. 2-3, 2-4] показали, что бесспорно выгодным является тот вариант, по которому приведенные затраты значительно

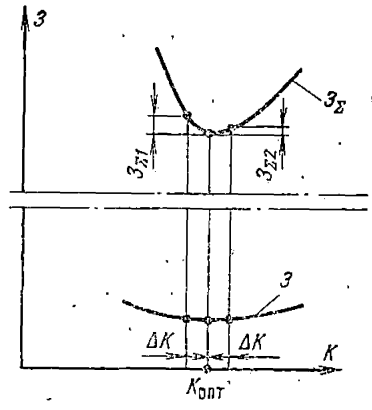


Рис. 2-3. Зависимость ежегодных приведенных затрат $З$ и суммарных затрат $З_Σ$ от капиталовложений K.

меньше, чем по другим рассмотренным вариантам, а возможные среднеквадратичные отклонения параметров, входящих в затраты, невелики и который к тому же имеет технические характеристики по совокупности, не уступающие другим вариантам, а по некоторым показателям даже превосходящие их. Между тем в ряде практических случаев приведенные затраты по рассмотренным вариантам мало отличаются, а некоторые технические показатели более дорогих вариантов получаются несколько лучше.

При сравнении вариантов необходимо иметь в виду, что кривая зависимости годовых приведенных затрат $З$ от капиталовложений K [$З=f(K)$] в зоне минимума $З$ имеет пологий характер (рис. 2-3). Следовательно, отклонения K от точки математического минимума в этой зоне в сторону уменьшения или увеличения капиталовложений мало сказываются на величине приведенных затрат. Отсюда можно сделать вывод, что можно допустить некоторые отступления от минимума приведенных затрат $З$ в сторону снижения капиталовложений K. Однако А. М. Зельцбург на одном конкретном примере показал [Л. 2-3], что оценка только по ежегодным затратам не всегда дает достаточные основания к снижению капиталовложений. Предлагается производить оценку экономичности вариантов не по ежегодным приведенным затратам $З$, а по так называемым суммарным затратам $З_Σ$, равным:

$$З_Σ = ЗT = (E_н K + C)T = (E_н K + C)\frac{1}{E_н} = K + \frac{C}{E_н}. \quad (2\text{-}18)$$

Суммарные затраты $З_Σ$ получаются при помощи умножения ежегодных приведенных затрат $З$ на нормативный срок окупаемости $T_н$ или же путем деления на нормативный

коэффициент эффективности капиталовложений $E_н$.

Кривая суммарных затрат $З_с = f(K)$ не имеет такой пологости и симметрии в отношении точки минимума, как кривая $З = f(K)$; поэтому при одинаковых отклонениях от оптимума приведенных затрат величины дополнительных капитальных вложений ΔK могут получиться разными, т. е. при увеличении капиталовложений может получиться снижение суммарных ежегодных затрат. Поэтому нельзя базироваться исключительно на чисто математических выкладках без должного их критического анализа и тщательного разбора. При окончательном выборе варианта электроснабжения необходимо производить тщательный анализ технико-экономических расчетов по отдельным их показателям с учетом вероятностного характера исходных и расчетных данных и принимая во внимание то обстоятельство, что приведенные выше формулы и методика не учитывают в должной степени факторов надежности, качества, технических и эксплуатационных преимуществ сравниваемых вариантов, в частности вариантов, в которых в различной степени применено новое прогрессивное электрооборудование более высокого качества.

Так, например, можно с уверенностью утверждать, что вариант имеет лучшие показатели по сравнению с другими, если он:

1) требует меньше электрооборудования, кабелей и материалов, например вариант с токопроводами 6—10 кВ, взамен большего числа кабелей и при большем числе камер в распределительном устройстве;

2) имеет меньшие потери напряжения, например, при полном отсутствии холодного резерва в кабелях и трансформаторах и меньшем числе трансформаций;

3) рассчитан для индустриального монтажа, удобен для эксплуатации, имеет большую гибкость для расширения и реконструкции с максимальным использованием существующего оборудования;

4) имеет лучшие показатели в отношении качества электроэнергии (см. гл. 7);

5) является более перспективным при дальнейшем развитии системы электроснабжения;

6) более надежен при размещении электрооборудования в зонах с загрязненной средой.

Без учета этих показателей не может быть правильной оценки экономической эффективности сравниваемых вариантов и принятых технических решений. Однако проблема правильного учета качественных показателей при решении экономических задач электроснабжения является довольно сложной, так как сами критерии качества и надежности в ряде случаев являются неопределенными и не всегда можно определить с достаточной достоверностью их стоимостное выражение. Качество варианта электроснабжения зависит как от надежности самой схемы и ее элементов (см. гл. 5), так и от качества электроэнергии, поступающей от энергосистемы, с одной стороны, и обусловленного работой приемников, с другой стороны. Вопросы качества, резервирования и надежности, как правило, должны решаться исходя из экономических стоимостных показателей, вытекающих из ущерба вследствие перерыва электроснабжения (см. § 3-2).

Когда сравниваемые варианты равноценны или очень близки по результатам ТЭР (различаются не более чем на 10—15%), т. е. зачастую в пределах точности расчета, предпочтение нужно отдать варианту с лучшими качественными показателями, перечисленными выше, если даже и не удается определить их стоимостное выражение.

Не должны обосновываться технико-экономическими расчетами:

применение элементов электрооборудования и материалов, обусловленное специальными указаниями вышестоящих организаций, вызванными конъюнктурными соображениями, например применение алюминиевых проводов, железобетонных конструкций, оборудования экспортных объектов и т. п.;

решения, связанные с особыми требованиями бесперебойности питания и требованиями обеспечения пожаро- и взрывобезопасности и охраны жизни людей;

решения, заданные энергосистемой, базирующиеся на технико-экономических расчетах при выборе оптимального варианта электроснабжения всего района.

Большой опыт проектирования и хорошее знание данной отрасли промышленности позволяют в отдельных случаях обойтись без технико-экономических расчетов и принять решение на базе проектирования аналогичных объектов с исчерпывающим обоснованием выбранного варианта.

В заключение этой главы необходимо отметить, что при анализе технико-экономических показателей нужно избегать субъективных оценок (так называемых «волевых» решений).

ГЛАВА ТРЕТЬЯ

НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

3-1. ТРЕБОВАНИЯ К НАДЕЖНОСТИ

Правильное определение необходимой степени надежности питания предприятия в целом и отдельных его цехов и электроприемников является одним из основных условий, оказывающих решающее влияние на выбор рациональной системы электроснабжения. Степень надежности должна определяться в зависимости от назначения электроустановки, ее мощности, перспектив развития и т. п.

Надежность в общем виде может быть охарактеризована как способность системы электроснабжения и отдельных ее элементов обеспечивать выполнение поставленных перед ними задач по бесперебойному питанию электроэнергией данного предприятия и отдельных его объектов, не приводящему к срыву плана производства и к недопустимым авариям в электрической и технологической частях. Надежность может быть охарактеризована повреждаемостью, ожидаемой продолжительностью бесперебойной работы, математическим ожиданием длительности перерыва питания электроэнергией, а также ожидаемым ущербом от перерыва питания и другими факторами.

Величина или степень повреждаемости элементов системы электроснабжения определяется числом отказов в год от выполнения этими элементами нормальных функций, предусмотренных их назначением в рассматриваемой точке. Повреждаемость системы слагается из повреждаемости заводского электрооборудования (машин, аппаратов, кабелей и т. п.), повреждаемости из-за нарушений правильной эксплуатации, некачественной или несвоевременной ревизии и профилактики, из-за ошибочных действий персонала, неблагоприятных условий окружающей среды и, наконец, из-за перерыва питания от энергосистемы. При расчете надежности объекта обычно оцениваются два наиболее важных фактора: безотказность и ремонтопригодность. Под безотказностью понимается свойство сохранения непрерывной работоспособности в течение определенного времени при нормальных условиях эксплуатации. Показателями безотказности могут служить, например, вероятность безотказной работы, интенсивность отказов для изделий, неремонтируемых или заменяемых после первого отказа. Для ремонтируемых изделий показателями безотказности могут служить, например, наработка на отказ, параметр потока отказов. Наработкой на отказ называется среднее значение времени между соседними отказами, т. е. среднее время безотказной работы.

Под ремонтопригодностью понимается свойство системы, заключающееся в ее приспособленности к предупреждению, обнаружению и устранению отказов и неисправностей путем проведения технического обслуживания и ремонтов. Показателями ремонтопригодности могут служить, например, среднее время восстановления, вероятность выполнения ремонта в заданное время и др.

Под бесперебойной работой следует понимать такой режим, при котором возможные кратковременные перерывы питания по своей продолжительности не приводят к расстройству технологического процесса и существенному ущербу производства (см. рис. 3-1).

В данной главе рассматриваются лишь основные принципы определения надежности систем электроснабжения предприятий. Конкретные указания и практические рекомендации приведены в последующих главах при рассмотрении схемных и конструктивных решений отдельных элементов системы электроснабжения, в частности в гл. 5, 8, 11. Теоретические обоснования тех или иных положений и мероприятий по обеспечению надежности не являются и не могут явиться задачей этой книги и приведены в специальных трудах [Л. 3-1—3-3, 3-5, 3-6, 3-7 и др.].

Чтобы обеспечить надежную работу ответственных электроприемников при нормальном и послеаварийном режимах, необходимо:

1. Свести к минимуму число и продолжительность перерывов их электроснабжения.

2. Обеспечить надлежащее качество электроэнергии (см. гл. 7) для создания устойчивой работы ответственных технологических агрегатов при нарушениях режима электроснабжения.

В первую очередь надежность системы электроснабжения определяется схемным и конструктивным построениями системы, разумным объемом заложенных в нее резервов, а также надежностью входящих в нее основных составных элементов, в частности электрооборудования. Последнее часто является решающим, но оно, к сожалению, в минимальной степени зависит от проектировщика. Оптимальное решение задачи не может быть выполнено без хорошего знания и надлежа-

щего учета особенностей технологии проектируемого предприятия.

В некоторых предприятиях брак продукции, расстройство технологического процесса и порча оборудования происходят при перерыве питания до 1/2 ч, а в других предприятиях это может иметь место лишь при более длительных перерывах питания (до 2—3 ч и более). Величина дополнительного времени, необходимого для восстановления нормального технологического процесса после возобновления питания, также зависит от особенностей технологического процесса и колеблется в широких пределах (от 5 мин до 2 ч). В ряде случаев даже кратковременные перерывы питания приводят к длительным простоям.

Некоторые производства после восстановления питания работают с пониженной производительностью в течение нескольких часов и даже нескольких суток (бумагоделательные машины). Так, например, перерыв питания прокатных станов на 10—15 мин, как правило, не вызывает брака продукции, но при этом происходит расстройство ритма прокатного производства, что ведет к снижению производительности станов и вызывает существенный недоотпуск продукции. Подготовленные к прокату слитки за время простоя остывают и требуют дополнительного подогрева, а нагревательные печи непроизводительно расходуют топливо, так как за время простоя в печах должна поддерживаться постоянная температура. После восстановления питания требуется не менее 1 ч для достижения нормальной производительности стана. В химических производствах также очень часто возникают значительные трудности при восстановлении нормального технологического процесса после перерыва электроснабжения. Это приводит к многократному превышению времени простоев производства над продолжительностью перерыва питания, что наглядно показано на рис. 3-1 для азотно-тукового завода и для заводов по производству синтетического спирта и полиэтилена. Исследования показали, что среднее значение удельного ущерба азотно-тукового завода от перерыва электроснабжения составляет 1,27 руб. на 1 кВт·ч недоотпущенной энергии.

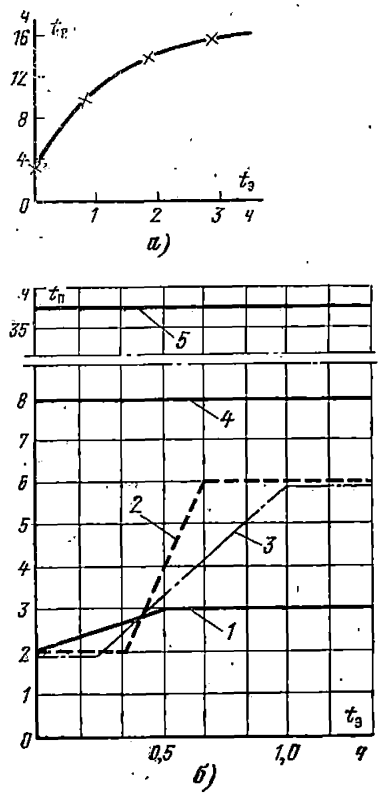


Рис. 3-1. Зависимость времени восстановления технологического режима на химических предприятиях ($t_п$) от времени перерыва электроснабжения ($t_э$).

а — азотно-туковый завод; *б* — завод по производству синтетического спирта и полиэтилена; *1* — цех пиролиза; *2* — цех газоразделения; *3* — цех гидратации и ректификации спирта; *4* — цех полиэтилена низкого давления; *5* — цех полиэтилена высокого давления.

Для предприятий с непрерывным технологическим процессом одним из важных условий повышения надежности работы является сохранение устойчивости электродвигателей при кратковременных перерывах питания. Должен производиться анализ динамической устойчивости синхронных электродвигателей (СД) при комплексном рассмотрении вопроса, включая общесистемную автоматику и координацию электрических и технологических защит. Следует проверять возможность ресинхронизации наиболее ответственных СД и осуществления самозапуска асинхронных электродвигателей во избежание нарушения технологического процесса.

При определении времени самозапуска необходимо исходить из максимального перерыва питания, допустимого по условиям технологии. В некоторых производствах (например, в химии) допустимый перерыв составляет лишь несколько секунд, а иногда и менее, после чего необходимые по условиям производства технологические параметры выходят за допустимые пределы (см. рис. 3-2). Эти очень важные обстоятельства могут отразиться на построении схемы электроснабжения и на устройстве релейной защиты и автоматики, которые должны обеспечивать быструю локализацию аварий и групповой запуск электродвигателей ответственных механизмов после восстановления питания.

Для иллюстрации сказанного на рис. 3-2 приведена построенная Союзхимпромэнерго

интересная кривая, характеризующая изменение технологического параметра A за время перерыва питания приводного электродвигателя технологического агрегата. Это изменение определяется инерционностью технологического агрегата и системы, в которой он работает. На рис. 3-2 обозначены:

$A_н$ — номинальный технологический параметр по условиям производства;

$A_{кр}$ — критическое значение параметра, после которого наступает расстройство технологии и при некоторых условиях может возникнуть аварийное состояние;

$A_{доп}=A_{кр}+\Delta A$ — допустимое значение технологического параметра, при котором еще не произойдет расстройства технологического процесса;

ΔA — величина, учитывающая необходимый запас и возможные погрешности измерений;

δA — отклонение номинального технологического параметра во время перерыва питания;

$\delta A_{доп}=A_н-A_{доп}$ — предельное отклонение номинального технологического параметра от допустимого значения;

$t_{откл}$ — момент отключения питания;

$t_{вкл}$ — момент восстановления питания;

$t_{пер}$ — время перерыва питания.

Из рис. 3-2 видно, что после восстановления питания электроэнергией технологический параметр некоторое время продолжает по инерции снижаться, а затем уже достигает своего номинального значения.

Для сохранения бесперебойной работы технологического агрегата продолжительность перерыва $t_{пер}$ не должна превысить величину, допустимую по условиям технологии $t_{доп.т}$, с одной стороны, и величину, допустимую по условиям самозапуска приводного электродвигателя $t_{доп.э}$, с другой стороны, т. е.

$$t_{доп.т}>t_{пер}<t_{доп.э}.$$

Исследования Союзхимпромэнерго и других организаций показали, что это неравенство удовлетворяет условиям технологии ($t_{доп.т}>t_{пер}$) при применении общепринятых схем электроснабжения и при надлежащем выполнении релейной защиты и автоматики (РЗА). По условиям самозапуска ($t_{доп.э}>t_{пер}$) также могут быть, как правило, приняты обычные схемы электроснабжения. Исключение представляют собой электроустановки, в которых применены тихоходные синхронные электродвигатели, самозапуск которых без частичной разгрузки затруднен. В этом случае величина допустимого перерыва питания ($t_{пер.доп}$) не должна превышать 0,15—0,25 с. При существующих коммутационных аппаратах такая величина не может быть обеспечена. В этих случаях при проектировании электроснабжения следует предусматривать мероприятия для снижения $t_{пер}$ в целях сохранения устойчивости тихоходных СД, например, путем уменьшения числа ступеней электроснабжения, применения параллельной работы, применения быстродействующих защит и быстродействующих коммутационных аппаратов, отключающих импульсов и т. п. (см. гл. 5 и 10). Для успешного решения проблемы необходимо также иметь низковольтные аппараты с выдержкой времени на отпадание при исчезновении или резком снижении напряжения, а также быстродействующие устройства для разгрузки механизмов. Наряду с этим должна также рассматриваться совместно с технологами технологическая возможность и экономическая целесообразность увеличения допустимого перерыва питания по условиям технологии.

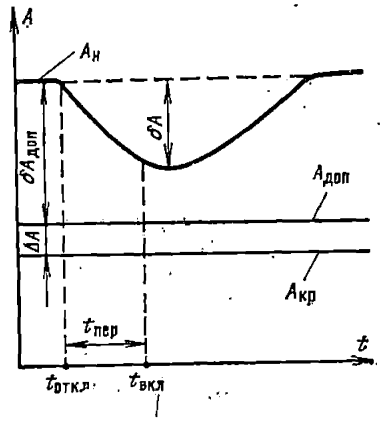


Рис. 3-2. Изменение технологического параметра при перерыве электроснабжения.

Надежность системы электроснабжения в целом зависит от надежности входящих в нее элементов, в частности от надежности электрооборудования, которая может быть правильно определена лишь путем обработки наиболее полного и достоверного статистического материала о повреждениях этих элементов. В [Л. 3-7] приведены статистические показатели надежности разных элементов электрических сетей предприятий нескольких отраслей промышленности. Однако необходимо иметь в виду, что существующие статистические материалы, во-первых, недостаточны, а во-вторых, относятся в основном к существующим типам электрооборудования, многие из которых уже сняты с производства или предполагаются к снятию. При проектировании же в ряде случаев применяется новое более совершенное электрооборудование или условия работы предполагаются иными, чем

те, в которых работает аналогичное электрооборудование, подвергшееся статистической обработке. Поэтому при использовании статистических показателей для расчета надежности проектируемых систем электроснабжения к ним следует относиться критически и в случае необходимости вносить соответствующие коррективы во избежание ошибочных выводов.

3-2. УЩЕРБ

Перерыв питания электроэнергией предприятия или части его вызывает убытки производства, или так называемый «ущерб».

Перерыв питания может быть вызван авариями или повреждениями в энергосистеме или системе электроснабжения предприятия. Он может сопровождаться полным прекращением или частичным ограничением питания различной продолжительности в послеаварийный период. Система электроснабжения должна быть выполнена таким образом, чтобы в этот период было обеспечено электроснабжение основных производств (см. гл. 5).

Второй вид перерыва (частичный или полный) может быть вследствие дефицита мощности в питающей системе в определенное время суток и различной продолжительности. В большинстве случаев этот вид перерыва может быть заранее предусмотрен («запланирован») и учтен в программе производства. Никаких мероприятий в системе электроснабжения предприятия при этом не потребуется, кроме графика отключения менее ответственных потребителей на время ограничения мощности.

Величина ущерба от перерыва питания является основным и наиболее объективным критерием при определении требуемой степени надежности. Оптимальный вариант схемы электроснабжения должен определяться по минимуму приведенных годовых затрат $З$ с учетом вероятного ущерба $У$ от совокупности нарушений электроснабжения в течение года по следующей формуле:

$$З = C + E_н K + У = \text{мин}.$$

Степень надежности увеличивается при применении более дорогого электрооборудования с повышенными техническими параметрами, т. е. с запасом прочности. Однако увеличение капитальных затрат K должно сопровождаться соответствующим уменьшением ожидаемого ущерба $У$ с тем, чтобы в результате имело место снижение суммарных приведенных затрат $З$.

В [Л. 3-6] сделана первая попытка обобщения исследований методов оценки ущербов от нарушения электроснабжения промышленных предприятий.

При выявлении ущерба от перерывов питания следует иметь в виду, что время фактического простоя потребителя $t_п$ почти всегда больше времени перерыва электроснабжения $t_э$, так как необходимо еще добавить время $t_{техн}$, требующееся для достижения нормальной производительности агрегата, цеха или другого элемента производства (см. рис. 3-1), т. е.

$$t_п = t_э + t_{техн}.$$

Поэтому при определении значения ущерба, требуемой степени надежности и способов резервирования необходимо учитывать особенности производства, обусловливающие допустимую длительность перерывов питания (см. рис. 3-1).

Время перерыва питания $t_э$ в свою очередь складывается из времени перерыва по вине источника питания $t_{э1}$ и времени, необходимого для восстановления электроснабжения электроприемника после возобновления питания, $t_{э2}$. Существует минимально допустимая продолжительность перерыва питания t_0, которая не отражается на работе данного потребителя вследствие инерционности электроприводных и технологических механизмов и технологических процессов. Перерыв питания, равный t_0, или менее его не вызывает нарушения производственного процесса и прекращения выпуска продукции и не приводит к ущербу. Значение t_0 зависит от характера процесса и специфики производства и колеблется в больших пределах (от 1 с до 30 мин и более). Правильное определение t_0 важно для расчета надежности питания, затрат на резервирование в электрической и технологической части и для оценки ущерба от перерыва электроснабжения. Ниже приведены некоторые величины t_0 для разных производств, полученные на основании исследований института ВНИИпроектэлектромонтаж и по некоторым литературным данным:

Коксохимическое производство

Отделения обогатительной фабрики:	
гравитационное	1—2 с
сушильное	1—2 с
флотационное	1—2 с
Дробильные и смесительные машины	1—2 с
Отделение предварительного дробления	1—2 с
Машины, обслуживающие коксовую батарею	10 мин
Коксовые батареи, коксовый цех	10 мин
Установка сухого тушения кокса (УСТК)	10 мин
Коксосортировка	30 мин
Насосы перекачки конденсата сборников первичных холодильников	30 мин
Насосы подачи надсмольной воды на орошение газосборников	1—2 с
Механизированные осветители	6—8 ч

Насосы подачи оборотной воды на охлаждение первичных холодильников	1—2 с
Насосы подачи надсмольной воды в аммиачное отделение	1—2 с
Эксгаустер с электроприводом	1—2 с
Все потребители аммиачно-сульфатного отделения со скрубберами, кроме сушильного агрегата и потребителей обесфеноливающей установки	8 ч
То же с абсорберами	5—10 мин
Насосы подачи насыщенного раствора в испаритель	10 мин
Насосы подачи кристаллов в центрифуги	10 мин
Центрифуги	5 мин
Обесфеноливающая установка	10 ч
Потребители цеха ректификации бензола	1—2 с
Потребители цеха сероочистки 0,5	30 мин
Потребители смолоперегонного цеха	5 мин
Потребители пенококсового цеха	5 мин

Окускование

Корпус дробления и измельчения кокса, известняка	Менее 1 с
Конвейер подачи агломерата в бункере доменного цеха	Менее 1 с
Шаровые мельницы окомкования	30 мин
Отделение дробления и измельчения бетонита и известняка	30 мин
Агломерационная машина	12 мин
Обжиговая машина	10,2 мин
Насосы охлаждения горна обжиговой машины	30 мин
Конвейер готовых окатышей	Менее 1 с
Насосы оборотной воды на фабрике окомкования	6 мин

Прокатное производство

Станы:	
непрерывные	1 с
реверсивные	0,5—10 мин

Обогатительное производство

Дробилки	1 с
Дешламаторы	10 мин
Дисковые фильтры	1 мин
Сгустители	15 мин
Конвейеры дробильной и обогатительной фабрик	1 мин

Энергетические цехи металлургических заводов

Станции:	
водонасосные	1—1,5 с
кислородные	1—1,5 с
компрессорные сжатого воздуха	1—1,5 с

Химическая и нефтехимическая промышленность

Завод синтетического спирта	0,2 с
Каталитический крекинг	3—5 с
Каталитический риформинг	3 с
Риформинг	20 с
Газофракционирующая установка	2 мин
Установка азеотропной перегонки	20 с
Установка деасфальтизации	1,5—3 с
Атмосферно-вакуумная трубчатка	2—3 с
Цехи депарафинизации и парафиновый	1—2 мин

Завод синтетического каучука

Цехи:	
газораспределения производства	1 с
выделения каучука	1—2 с
полимеризации	2—3 с
экстрактивной дистилляции	2—3 с
дегидрирования бутилена	3 с
дегидрирования бутана	5—8 с
сжатого воздуха	3 с
производства холода	1—2 мин
Насосы оборотного водоснабжения	2—3 с

Станкостроительный завод

Листопрокатный цех	30 мин
Травильные ванны	1 ч
Калибровочный цех	30 мин
Режущий инструмент (резцы, фрезы, сверла и др.)	Менее 1 с
Литейное отделение (нагревательные печи, шприц-машина, двигатель-генератор для питания индукционных печей)	10 мин
Цементационные печи	30 мин
Отпускные печи	30 мин
Соляные ванны	30 мин
Малярный, кузнечно-заготовительный цехи	30 мин

Автомобильный завод

Литейный цех:	
печи сопротивления	5 мин
газовые печи	1 ч
Шахтные печи, работающие на газе, вытяжные вентиляторы цианистых вани	0,1 с

Электромашиностроительный завод

Ванны для цинкования	1 ч

Химический комбинат

Мешалка чанов	15 мин
Чаны для смешивания компонентов, их нагревание и перекачивание	5 мин

Ситценабивная фабрика

Электрические печи для закалки молетовалов	20 мин
Гальванические ванны	5 мин

Приведенные данные являются ориентировочными и требуют уточнений. Они не охватывают многих производств. Необходимы дальнейшие дополнительные исследования.

Различают два вида ущерба от перерыва питания: прямой или непосредственный и косвенный или дополнительный.

В прямой ущерб входят:

а) стоимость простоя рабочей силы, если последнюю не удается полностью или частично использовать на других работах;

б) повреждение, выход из строя или сокращение срока службы механизмов, инструмента, приспособлений и другого оборудования;

в) убытки от энергетических потерь, связанных с утечкой пара, газа, сжатого воздуха, с рассеиванием тепла печей и т. п.;

г) убытки от расстройства технологического процесса или от ухудшения его технико-экономических показателей;

д) ущерб от брака продукции, порчи сырья, материалов и полуфабрикатов, от уве-

личения затрат труда, материалов и энергии на единицу продукции.

Примечание. Из ущерба по п. «д» необходимо вычитать утилизационную стоимость испорченной продукции, материалов и сырья.

Полную величину прямого ущерба $У_п$ в общем виде можно определить по формуле

$$У_п = У_{п0} + У_{п(t_э)} + У_{п(t_{техн})}, \qquad (3\text{-}1)$$

где $У_{п0}$ — составляющая прямого ущерба, не зависящая от длительности перерыва питания; $У_{п(t_э)}$ — составляющая прямого ущерба, зависящая от длительности перерыва питания; $У_{п(t_{техн})}$ — составляющая прямого ущерба, учитывающая расходы на восстановление технологического процесса.

Примечание. При $t_э \leqslant t_0 \rightarrow У_п = 0$, где t_0 см. выше.

Дополнительным или косвенным ущербом являются убытки от недовыпуска продукции вследствие перерыва питания.

Недовыпуск продукции $\Delta П$ из-за перерыва питания может быть выражен следующей общей принципиальной формулой (рис. 3-3):

$$\Delta П = n_0 (t_э + t_{техн} - t'_{техн}), \qquad (3\text{-}2)$$

где n_0 — часовой выпуск продукции при нормальном режиме; $t'_{техн} = П_{пуск}/n_0$ — приведенное время пускового режима после аварии, когда выпуск продукции меньше n_0; $П_{пуск}$ — продукция, выпущенная во время развертывания производства после восстановления питания; $t'_э$ — учитывает возможность частичного выпуска продукции за время перерыва питания.

Годовой недовыпуск продукции $\Delta П_г$ может быть определен исходя из необходимого времени до полного восстановления производства $t_п$ и ожидаемого числа m нарушений электроснабжения в течение года по следующей формуле:

$$\Delta П_г = \sum_1^m n_0 t_п = \sum_1^m n_0 (t_э + t_{техн} - t'_э - t'_{техн}).$$

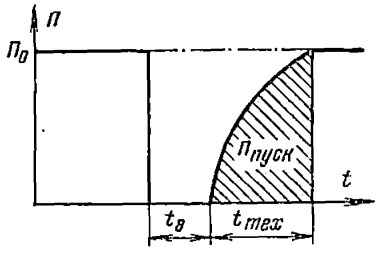


Рис. 3-3. График изменения часового выпуска продукции во времени при перерыве электроснабжения.

При нескольких видах выпускаемой продукции недовыпуск по каждому виду определяется отдельно по формуле (3-2).

Для определения оптимального объема резервирования необходимо сопоставление затрат, требующихся для обеспечения повышенной надежности электроснабжения с величиной вероятного народнохозяйственного ущерба (в стоимостном выражении), происходящего в результате перерыва питания. Математическое ожидание ущерба от перерывов питания электроснабжения является, пожалуй, единственной количественной характеристикой для более или менее объективной оценки требуемой степени надежности системы электроснабжения и для осуществления мероприятий по резервированию соответствующих элементов этой системы.

Методика определения ущерба при перерывах питания приведена в [Л. 3-6 и 1-6].

В целях выявления расчетных значений для определения ущерба производятся обследования различных действующих предприятий. По результатам произведенных обследований институтом ВНИИпроектэлектромонтаж рекомендованы предельные величины ущербов по непрерывным и реверсивным станам металлургических заводов [Л. 3-5]. В [Л. 3-6] приведены аналитические выражения для оценки ущерба от перерыва питания на фабриках окомкования и в коксохимическом производстве в зависимости от производительности объекта и длительности перерыва. В [Л. 3-6] произведено обобщение результатов имеющихся исследований ущербов при нарушении электроснабжения предприятий различных отраслей промышленности.

При технико-экономических расчетах следует учитывать, что не при всяком перерыве питания имеют место все отмеченные убытки. Они зависят от многих факторов и, в частности, от характера производства. В некоторых случаях убытки сводятся только к простою рабочей силы и недовыпуску продукции. Ущерб от недовыработки продукции, которая могла бы быть выпущена за время простоя, можно не учитывать в тех случаях, когда эта продукция может быть восполнена следующими способами: использованием резервного оборудования; сверхурочной работой; форсировкой производства путем увеличения скорости, температуры, давления, величины тока, напряжения. Кроме того, этот ущерб может быть правильно выявлен только с учетом особенностей производства, возможностей технологического резервирования и других мероприятий чисто технологического характера, наличия промежуточных складов и емкостей, запаса полуфабрикатов и т. п.

На предприятиях, работающих в одну и две смены, ущерб от недовыработки продукции можно не учитывать, так как она может быть восполнена в незагруженные смены. Ущерб от недовыработки продукции во всех случаях должен определяться за вычетом стоимости неиспользованного сырья.

Поэтому мероприятия по обеспечению надежности электроснабжения принимаются в каждом отдельном случае с учетом конкретных условий предприятия и знания специфических особенностей данной отрасли промышленности с точки зрения последствий и ущербов, вызываемых внезапными перерывами электроснабжения, так как имеются технологические процессы, где ущерб от перерыва питания определяется значительно сложнее, чем по способу, приведенному выше. Это, например, такие процессы, где в зависимости от продолжительности простоя изменяется качество сырья или полуфабриката (химия, пищевая промышленность и др.). Необходимо учитывать также непрерывность технологических процессов и взаимосвязанность различных производств, которая вызывает расстройство всего производства при нарушении работы хотя бы одного из его звеньев.

Большое значение перерывы электроснабжения имеют для непрерывных производств, в которых перерывы связаны с последующим длительным восстановлением технологического процесса и прямыми ущербами.

Особо нужно рассматривать такие энергоемкие производства, как электролиз, электропечи разного назначения, электросварка и т. п., в которых электроэнергия является основным технологическим фактором. На рис. 3-4 [Л. 3-6] показана зависимость ущербов на алюминиевых заводах от перерывов электроснабжения, которые приводят:

к прямому ущербу, связанному с периодом восстановления технологического процесса, во время которого происходит перерасход электроэнергии и сырья (фтористых солей, криолита, анодной массы и др.), снижение сортности алюминия (загрязнение), а также сокращение срока службы ванн (появлений трещин вследствие изменения температуры футеровки), увеличение числа ремонтов;

к дополнительному ущербу вследствие недовыработки алюминия за время полного отключения и последующего доведения технологического процесса до нормального режима.

Длительность восстановления технологического процесса, а следовательно, и ущерб нелинейно зависят от времени перерыва

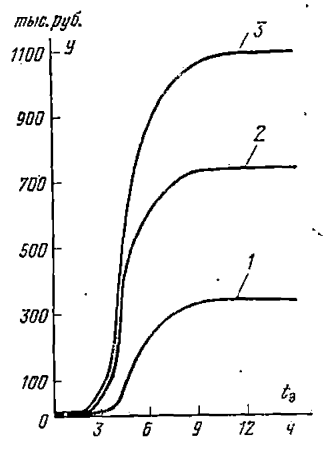


Рис. 3-4. Зависимость ущерба от перерыва электроснабжения алюминиевых заводов.
1 — прямой ущерб; *2* — дополнительный ущерб; *3* — полный ущерб.

электроснабжения и от количества недоотпущенной электроэнергии.

При определении ущерба нужно также иметь в виду неоднородность технологического процесса: он может быть цикличным, а ассортимент выпускаемой продукции может меняться. Поэтому следует учитывать возможность попадания момента перерыва питания электроэнергией в зону с большим или меньшим ущербом. Зона поражения может быть охарактеризована общим числом электроприемников, отключаемых при аварии.

Ущерб имеет место не только при перерывах питания, но также и при отклонениях показателей качества электроэнергии от нормированных значений: отклонения напряжения и частоты, колебания напряжения при толчковых нагрузках, несинусоидальность и несимметрия напряжения. В гл. 7 перечислены последствия, которые имеют место вследствие некачественной энергии, и рекомендованы мероприятия по их устранению и ограничению.

3-3. КАТЕГОРИИ НАДЕЖНОСТИ И РЕЗЕРВИРОВАНИЕ

1-я категория. ПУЭ относят к 1-й категории по резервированию лишь те электроприемники, перерыв в электроснабжении которых может повлечь за собой опасность для жизни и здоровья людей или значительный ущерб, связанный с повреждением оборудования, массовым браком продукции или длительным расстройством сложного технологического процесса. Только эти электроприемники должны обеспечиваться питанием от двух независимых источников, и перерыв их электроснабжения допускается лишь на время автоматического включения резерва. В определении независимого источника по ПУЭ (см. гл. 5) сказано, что таковым является источник, «на котором сохраняется напряжение

при исчезновении его на других источниках». При этом, разумеется, напряжение этого источника должно быть на уровне, достаточном для устойчивой работы электроприемников (не менее $0{,}6\,U_н$) в течение времени действия релейных защит и автоматики в питающей энергосистеме и на предприятии, которое должно быть минимальным и зависеть от требований технологии (см. § 3-1). С этой точки зрения названные в упомянутом определении ПУЭ независимые источники нельзя считать полностью равноценными. Например, при аварии на одной из двух секций, питаемых от независимого источника, или при повреждении на одном из присоединений к этой секции может возникнуть глубокая посадка напряжения на обеих связанных секциях, хотя и кратковременно (на время действия защиты). Это может при определенных условиях привести к нарушению технологического режима, например к останову обеих технологических линий, хотя они и питаются от разных секций, т. е. формально по ПУЭ от независимых источников. Следовательно, подлинно независимыми являются источники, не связанные ни на приемном пункте, ни по питающей сети. Это обстоятельство в частности, нужно учитывать при проектировании схемы сети, питающей тихоходные асинхронные электродвигатели.

Наилучшим решением для крупных энергоемких предприятий являются независимые территориально разобщенные источники питания (см. § 5-4).

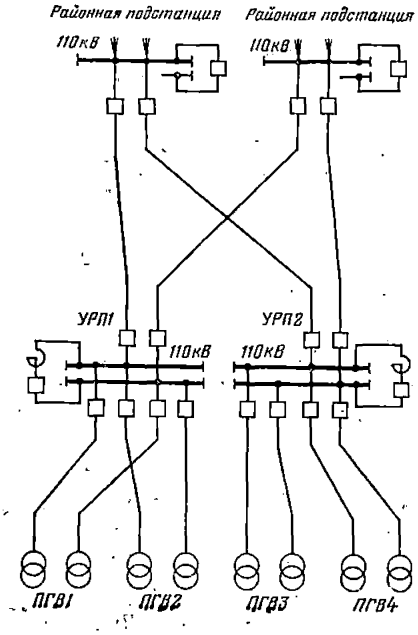


Рис. 3-5. Питание крупного предприятия от территориально-разобщенных источников.

Дело в том, что при питании от одной секционированной подстанции или электростанции, даже имеющей связь с энергосистемой, очень редко, но все же возможно полное обесточение предприятия. Такое обесточение может произойти при различных внешних воздействиях, а также, например, при пожаре, особенно если он произошел в щитовом помещении или в кабельном подвале, в котором могут быть собраны контрольные кабели всей станции или подстанции.

На рис. 3-5 показана надежная схема питания крупного предприятия от двух территориально разобщенных районных подстанций. При соответствующем выборе секционных реакторов на УРП глубокие посадки напряжения в системе одной из питающих подстанций не будут сказываться на потребителях, а при коротком замыкании на линиях к трансформаторам ПГВ посадка напряжения будет происходить только на секции, к которой присоединен данный трансформатор.

Рассмотрение таблиц категорий различных отраслей промышленности, а также отдельных выполненных проектов показывает, что удельный вес нагрузок 1-й категории в большинстве отраслей не очень велик, за исключением химической и металлургической промышленности.

На нефтехимических заводах и заводах синтетического каучука нагрузка потребителей 1-й категории доходит до 75—80% полной расчетной нагрузки предприятия. На металлургических заводах она достигает 25—40%, а для заводов с неполным металлургическим циклом (например, имеющих в своем составе только коксохимические, доменные и конвертерные цехи) может доходить до 70—80%. На машиностроительных заводах нагрузка потребителей 1-й категории, как правило, незначительна.

Первая категория электроприемников неоднородна. Опыт проектирования и эксплуатации показал необходимость выделения из первой категории так называемой «особой» группы электроприемников, питающих важнейшие объекты, которые имеются на многих предприятиях. Эти электроприемники хотя, как правило, и небольшой мощности, но требуют повышенной бесперебойности питания электроэнергией. Внезапные перерывы питания этих электроприемников угрожают жизни людей (при токсичности производства) или же возможностью взрывов, пожаров и разрушений основного технологического оборудования. Другими словами, их бесперебойная работа абсолютно необходима для безаварийно-

го останова производства, но отнюдь (и это необходимо иметь в виду) не для продолжения его.

Электроприемники этой особой группы не регламентированы. Они трудно поддаются точному определению и должны в каждом отдельном случае выявляться на основе требований технологии с учетом специфики проектируемого объекта. Но это нужно делать очень осмотрительно и не завышать мощность этой группы без особой необходимости.

При выявлении этой группы необходимо тщательно выяснять их роль в технологическом процессе, определять последствия прекращения их питания и максимально допустимое время перерыва их электроснабжения. В то же время необходимо ставить перед технологами вопрос об увеличении допустимого перерыва питания путем изменения технологического процесса или же создания таких условий, при которых данные электроприемники можно исключить из особой группы, например, путем изменения схемы технологических блокировок или же создания технологических резервов.

Характерными примерами электроприемников особой группы являются, например, такие, перерыв питания которых может вызвать нарушение управления сложным технологическим процессом, необходимого для безаварийного его останова; к ним относятся электродвигатели задвижек и запорной арматуры, приводы вентиляторов, компрессоров, центробежных насосов, а также аварийное освещение в некоторых производствах, необходимое для обеспечения ручного вмешательства обслуживающего персонала при отсутствии или отказе автоматики. Прекращение вентиляции в некоторых производствах может вызвать опасную концентрацию горючих или токсических газов, останов насосов может вызвать пожар или взрыв.

К особой группе можно отнести также некоторые электроприемники производства искусственного волокна, химии и др.

Примерами электроприемников «особой» группы на металлургических заводах являются:

электродвигатели насосов охлаждения доменных печей; при прекращении их питания возможен выход из строя доменной печи на длительное время из-за прогорания футеровки;

воздушные разгрузочные клапаны доменной печи;

насосы грануляции шлака для доменных печей, для которых установки грануляции являются частью доменного процесса; если не будет обеспечено питание определенного количества насосов, установки грануляции забиваются шлаком, что может привести к аварии самой доменной печи;

электродвигатели насосов охлаждения методических печей на станах горячей прокатки; прекращение их питания вызывает прогорание и выход из строя печей;

вспомогательные электроприводы вращающихся печей глиноземных заводов и цехов производства огнеупоров;

механизмы горячей разливки чугуна, шлака и стали в доменных и сталеплавильных производствах; прекращение их питания может вызвать серьезные разрушения оборудования и остановку процесса на длительное время;

аварийное электрическое освещение отдельных помещений, например помещений, в которых сосредоточены аппараты управления ответственными технологическими процессами, минимальное освещение некоторых подвальных помещений и бесфонарных зданий;

электродвигатели электровоздуходувок доменных печей; при прекращении их питания происходит обвал шихты и, при наличии в печи неслитых чугуна и шлака, прогорание фурм и возможный выход из строя доменной печи.

По предварительным данным нагрузка потребителей «особой» категории в комплексе доменной печи объемом 5000 м³ составляет около 15% общей нагрузки комплекса; для комплексов широкополосных станов горячей прокатки до 5%; на нефтехимических и шинных заводах 6—15%, на глиноземных заводах около 7%. Для этих электроприемников предусматривается третий источник питания, который вступает в работу при выходе обоих основных источников. Наряду с резервированием силовых цепей необходимо предусматривать абсолютно надежное питание цепей блокировок и автоматики, исключающих развитие аварийных ситуаций.

Примеры схем электроснабжения особых групп электроприемников приведены в гл. 5.

Если к обеспечению надежности питания подходить с точки зрения ущерба от перерывов электроснабжения, то необходимо выделить электроприемники, надежное питание которых необходимо обеспечить при всех условиях не ниже минимально заданного уровня. Этот уровень определяется специальными требованиями, т. е. техническими факторами. К этой группе относятся все вышеупомянутые электроприемники особой группы и некоторая часть электроприемников 1-й категории, перерыв питания которых может повлечь за собой опасность для жизни и здо-

ровья людей: пожары, взрывы, панику и т. п. Надежность питания этой группы определяется не экономическими факторами и должна обеспечиваться во всех случаях без производства экономических расчетов по ущербу.

2-я категория. Электроприемники, которые также очень важны, но перерыв электроснабжения которых связан только с массовым недоотпуском продукции, простоем людей, механизмов и промышленного транспорта, отнесены ко 2-й категории с менее строгими требованиями к их питанию. Для них требуется предусматривать резервное питание, но допускаются перерывы электроснабжения на время, необходимое для ручного включения резерва дежурным персоналом и даже выездной бригадой для подстанций, не имеющих постоянного дежурства. Если автоматизация резервирования не требует значительных дополнительных затрат, то она обычно применяется также и для электроприемников 2-й категории.

Группа потребителей 2-й категории является наиболее многочисленной во всех отраслях промышленности. Эта категория потребителей также неоднородна. Некоторые группы электроприемников этой категории по предъявляемым ими требованиям к питанию ближе к 1-й категории, а другие, наоборот, ближе к 3-й категории. Поэтому к вопросам питания нагрузок этой категории нужно относиться очень осторожно и безусловно не применять огульное их резервирование, как это необходимо для нагрузок 1-й категории.

Это обстоятельство нашло отражение и в ПУЭ, которые при определенных условиях, о которых будет сказано в гл. 5, допускают не предусматривать специального резервирования электроприемников 2-й категории. По этой же причине в указаниях Госстроя СССР [Л. 1-3] выделена группа приемников 2-й категории, бесперебойная работа которых необходима для функционирования основных производств и которые, следовательно, требуют более надежного питания, чем остальные электроприемники 2-й категории. Уровень надежности питания электроприемников 2-й категории определяется в основном технико-экономическими расчетами исходя из минимума расчетных затрат с учетом ущерба, вызываемого нарушением нормального функционирования производства.

3-я категория. Все прочие электроприемники, например во вспомогательных цехах, цехах несерийного производства, на неответственных складах и т. п., отнесены к 3-й категории и допускают перерыв питания на время ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения продолжительностью не более 1 сут. Способы прокладки проводов и кабелей и организация резервирования трансформаторов должны обеспечивать их ремонт или замену в срок, установленный ПУЭ.

Очень важно иметь достоверные данные для отнесения электроприемников к тем или иным категориям при проектировании электроснабжения. Такие данные содержатся в указаниях Госстроя СССР по строительному проектированию предприятий разных отраслей промышленности. Они должны непрерывно корректироваться в связи с происходящими изменениями технологии и производственных процессов. При этом следует руководствоваться данными технологов, но относиться к ним критически, так как с их стороны наблюдается естественное стремление к неоправданному завышению категорий.

Необходимо отметить, что независимо от достоверности имеющихся данных само отнесение электроприемников к той или иной категории неизбежно носит несколько условный и непостоянный характер. Оно зависит не только от назначения и ответственности данного электроприемника и от его роли в производственном процессе, но и от ряда других факторов: типа электропривода, схемы электроснабжения, допустимой длительности перерыва питания и др.

Резервирование. Основным фактором, влияющим на степень резервирования, является удельный вес электроприемников разных категорий. Если преобладают нагрузки 1-й и 2-й категорий, то автоматическое резервирование нужно предусматривать, начиная с высших ступеней электроснабжения. Если же удельный вес электроприемников 1-й категории невелик, то целесообразны более дешевые решения при помощи резервных перемычек небольшой мощности.

Иногда такое резервирование целесообразно делать не на подстанции, чтобы не усложнять ее, а на цеховых силовых пунктах, к которым приключены электроприемники 1-й категории. Питание этих пунктов производится от разных подстанций или разных секций подстанций, и для переключения применяется простейшая автоматика.

Для уменьшения расходов на резервирование распределение электрических нагрузок по категориям производится по электроприемникам, а не по цехам в целом.

Отделения цехов или отдельные группы электроприемников, требующие разной степени надежности питания электроэнергией, рассматриваются как объекты с разными условиями резервирования. При небольшом числе и мощности электроприемников 1-й ка-

тегории для их резервирования рекомендуется применять передвижные электростанции и подстанции, аккумуляторные батареи, двигатели внутреннего сгорания или паровые машины, а также перемычки низкого напряжения от пунктов с независимым питанием при условии автоматического включения этих источников.

ПУЭ, ориентируя на полное удовлетворение надежности питания электроприемников, допускают при послеаварийных режимах возможность отключения части неответственных потребителей электроэнергии. Поэтому при проектировании электроснабжения должна быть проработана система питания при послеаварийных режимах. Подробные рекомендации по правильному решению вопросов надежности электроснабжения при послеаварийных режимах приведены в гл. 5.

Необходимо отметить, что при дифференцированном подходе к резервированию электроприемников разных категорий возникают большие затруднения в осуществлении их питания, так как они почти всегда смешаны территориально и их очень трудно разделить.

3-4. ТРЕБОВАНИЯ К ПРОЕКТИРОВАНИЮ И ЭКСПЛУАТАЦИИ

Основной и очень трудной задачей при проектировании является разумное сочетание требований к надежности и экономичности. Здесь проектировщик неизбежно сталкивается с противоречиями при решении вопроса о резервировании.

Следует учитывать, что чрезмерные вложения в резервное электрооборудование и электрические сети в данной отрасли промышленности или на данном предприятии в целях сокращения аварийных простоев могут послужить причиной задержки пуска других предприятий и тем самым затрудняют развитие соответствующих отраслей промышленности, выпуск продукции которых во много раз перекроет возможный аварийный недоотпуск продукции.

Поэтому выявление наиболее рационального объема резервирования является большой народнохозяйственной проблемой в целом и очень важной задачей при проектировании каждого отдельного объекта.

Обычно явно выраженного (холодного) резерва отдельных элементов электроснабжения не предусматривают. Резервы закладываются скрыто в самой системе, которая при выходе отдельного элемента должна заменить его путем перераспределения электрических нагрузок (см. гл. 5). Необходимо избегать излишеств в резервировании и в автоматике, так как чрезмерное загромождение схемы аппаратами первичной и вторичной цепей, кроме ее удорожания, вызывает усложнение системы в целом и сильно затрудняет эксплуатацию без дальнейшего увеличения надежности.

Необходимый объем резервирования обусловливается требованиями электроприемников к бесперебойности их питания, а также надежностью самого электрооборудования и кабелей и их ремонтопригодностью и степенью повреждаемости.

При решении вопросов надежности в проектах должны быть тщательно продуманы все мелочи, так как от ошибки в проектах происходят тяжелые аварии, вызывающие порчу оборудования и останов предприятия. Так, например, на одном крупном металлургическом заводе произошло полное отключение насосных станций из-за отсутствия весьма несложной блокировки в устройстве АВР, вызывавшего его ложное действие. Несмотря на очень полное и дорогостоящее резервирование питания, эта ошибка в результате развития аварии привела к частичному разрушению оборудования доменного цеха, останову доменных печей, расстройству металлургического цикла и к большому материальному ущербу.

На другом крупном металлургическом заводе вследствие неправильного выполнения схемы дифференциальной защиты трансформатора при наладке произошла авария с отключением крупного трансформатора 40,5 МВ·А и питающей линии 110 кВ, что привело к прожогу радиатора у трансформатора и к течи масла с соответствующими последствиями для нормальной работы предприятия.

Непременным условием правильных решений электроснабжения является знание и изучение проектировщиком-электриком технологии и протекания основных производственных процессов данной отрасли промышленности, а также последствий, вытекающих от прекращения питания. Необходимо критическое отношение к указаниям технологов в отношении требований к надежности питания. Нужно учитывать степень резервирования в технологической части, наличие параллельных технологических потоков, а также предельные (критические) технологические параметры, при которых еще возможно протекание производственного процесса при нарушении оптимального режима электроснабжения (см. § 3-1).

Практика показала, что немаловажное значение для обеспечения бесперебойного питания и для быстрой и успешной ликвидации аварий имеет правильная эксплуатация. Име-

ются примеры аварий, вызванных неправильной эксплуатацией электрохозяйства промышленных предприятий.

При эксплуатации, ремонтах и испытаниях электрооборудования допускаются нарушения и отступления от действующих нормативов. На низком уровне стоит технологическая дисциплина электротехнического персонала. Приемка объектов в эксплуатацию производится с отступлениями от проектов, нарушениями требований ПУЭ и недоделками.

Так, например, на одном из объектов после короткого замыкания, вызвавшего пожар в кабельном туннеле, были выявлены отступления от проектных решений: отсутствовали огнестойкие перегородки между отдельными группами кабелей, не было средств пожаротушения и отсутствовала автоматическая сигнализация от появления дыма, не выдержаны расстояния между кабелями. Дежурным персоналом не были приняты своевременные меры по выявлению аварии и ее ликвидации; организация пожаротушения запоздала и была недостаточно эффективной в первые часы, что способствовало развитию аварии.

Необходимо систематически проводить в эксплуатации профилактические осмотры электрооборудования, планово-предупредительные ремонты и своевременно заменять износившиеся элементы электрооборудования, должна быть обеспечена четкая организация ремонта и снабжения запасным оборудованием и запасными частями.

ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ

4-1. ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ

Знание электрических нагрузок необходимо для выбора и проверки проводников (шин, кабелей и др.) и трансформаторов по пропускной способности и экономической плотности тока, а также для расчета потерь и отклонений напряжения, колебаний напряжения, выбора защиты и компенсирующих устройств.

Правильное определение ожидаемых электрических нагрузок при проектировании является основой для рационального решения всего сложного комплекса вопросов электроснабжения современного промышленного предприятии. Завышенные нагрузки вызывают излишние затраты и недоиспользование дефицитного электрооборудования и проводникового материала. Заниженные значения электрических нагрузок влекут за собой недоиспользование установленного дорогого технологического оборудования и недоотпуск продукции. Задача правильного определения электрических нагрузок осложняется тем, что имеются факторы и многосторонние зависимости, трудно поддающиеся учету при проектировании.

Режим и графики работы предприятий весьма разнообразны (рис. 4-1) и не являются стабильными, а меняются во времени с закономерной тенденцией непрерывного роста из-за изменения технологии, внедрения новых прогрессивных производственных процессов, роста удельного потребления энергии, значительного повышения норм освещенности, увеличения мощностей производственной и санитарно-технической вентиляции и т. п. Повышается использование оборудования за счет интенсификации и автоматизации производственных процессов, уплотнения рабочего времени, повышения коэффициента использования и т. п.

Для определения значения тока и полной мощности необходимо знать коэффициент мощности отдельных электроприемников и их групп, который зачастую выбирается ориентировочно и зависит от ряда факторов: удельного веса синхронных двигателей, проведения эксплуатационных мероприятий по улучшению $\cos\varphi$ и т. п.

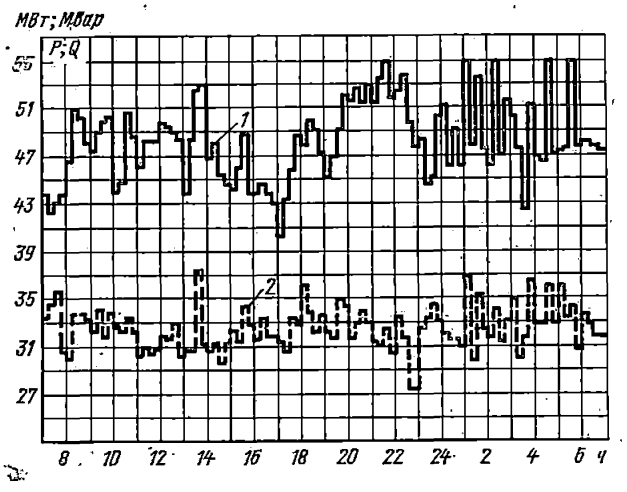


Рис. 4-1. Суточный график активной и реактивной нагрузки предприятия средней мощности.
1 — активная нагрузка; *2* — реактивная нагрузка.

При пользовании приведенными ниже удельными расходами электроэнергии, расчетными коэффициентами использования и другими показателями, необходимыми для определения электрических нагрузок и выявленными при обследовании действующих предприятий, к ним следует относиться критически, вводя необходимые поправки на техническое перевооружение данной отрасли промышленности по согласованию с проектировщиками технологической части.

Существуют различные методы расчета электрических нагрузок, обзор и анализ которых не входят в задачу этой книги. Ведутся дальнейшие теоретические и исследовательские разработки по усовершенствованию этих методов и внедрению их в практику проектирования. Все эти разработки базируются на обследовании наиболее характерных действующих предприятий; обследования являются основой для практического внедрения любого метода расчета. Они должны непрерывно продолжаться, чтобы учитывать все изменения при развитии предприятий и данной отрасли производства.

В настоящее время наибольшее признание получил метод определения электрических нагрузок под названием «Метод упорядоченных диаграмм нагрузки», предложенный доктором техн. наук, проф. Г. М. Каяловым, положенный в основу «Указаний по определению электрических нагрузок в промышленных установках» [Л. 4-1]. Они составлены исходя из допустимой погрешности ±10%. Такая точность является совершенно достаточной для практики, особенно если учесть степень достоверности исходных расчетных данных по соображениям, приведенным выше.

Эти погрешности не учитывают запасов, необходимых по условиям резервирования, которые определяются особо исходя из конкретных требований к бесперебойности электроснабжения данного предприятия (см. гл. 5). Более точный учет всех перечисленных выше многообразных и непрерывно меняющихся условий теоретически невозможен и практически не требуется.

Следует иметь в виду, что механический подход к расчету без должного анализа его результатов может привести к неправильным выводам при любой степени точности.

Необходимо отметить, что, несмотря на кажущуюся на первый взгляд сложность указанной классической методики, ее практическое применение, как правило, не вызывает затруднений благодаря ряду введенных в нее упрощений, приведенных ниже.

Большой интерес представляет также статистический метод расчета электрических нагрузок, предложенный Б. С. Мешель. Однако этот метод еще не доведен полностью до стадии практического применения, поэтому мы на нем не останавливаемся в связи с ограниченным объемом книги. Этот метод подробно изложен в [Л. 4-2].

Определение нагрузок от мощных электроприемников (электропечей, электродвигателей преобразовательных агрегатов главных приводов прокатных станов и т. п.) следует производить путем изучения технологического процесса и индивидуальных показателей режима их работы и построения графиков электрических нагрузок на базе технологических графиков работы цеха или предприятия.

Определение суммарных резкопеременных нагрузок (от главных приводов прокатных станов, от электропечей и т. п.) следует производить на основании индивидуальных графиков и нагрузок отдельных приводов и электропечей (см. гл. 7) с учетом несовпадения индивидуальных графиков с целью снижения максимума суммарной нагрузки и уменьшения колебаний напряжения (рис. 4-2).

С учетом сложного и случайного характера изменения ударных нагрузок (см. рис. 7-5, 7-6) допускается при отсутствии надежного аналитического метода расчета применять упрощенный метод определения суммарных резкопеременных ударных нагрузок путем наложения и суммирования индивидуальных графиков.

Нагрузки насосных, компрессорных и воздуходувных станций могут определяться также и по удельному потреблению электроэнергии на единицу объема воды, воздуха и других энергоносителей.

Нагрузки резервных электроприемников, ремонтных сварочных трансформаторов и других ремонтных электроприемников, пожарных насосов, а также электроприемников, работающих кратковременно (дренажные насосы, задвижки, вентили и некоторые другие), при подсчете средних нагрузок не учитываются. Однако силовые пункты и питающие линии, к которым подключены такие электроприемники, должны быть рассчитаны на покрытие нагрузок этих электроприемников.

Прежде чем приступать к расчету нагрузок на различных ступенях системы электроснабжения, нужно произвести классификацию всех электроприемников по всему предприятию в целом и по отдельным его цехам, отделениям и корпусам по следующим основным признакам:

технологическому назначению, технологическим связям, режимам работы;

мощности, напряжению, роду тока, частоте тока;

требуемой степени бесперебойности питания и степени резервирования (см. гл. 3);

территориальному размещению и стабильности расположения электроприемников;

плотности нагрузки на 1 м² площади цеха или корпуса.

Различаются три основных режима работы электрических машин: продолжительный, кратковременный и повторно-кратковременный.

Под продолжительным режимом работы понимается такой режим, при котором электрические машины могут длительно работать, причем повышение температуры отдельных частей машины не выйдет за установленные ГОСТ пределы. В этом режиме работает большинство электродвигателей производственных агрегатов и механизмов. Такие электроприемники, как двигатели вентиляторов, компрессоров, насосов, преобразователей, механизмов непрерывного транспорта и др., работают значительное время с постоянной или мало изменяющейся нагрузкой. К этой же группе электроприемников относятся электропечи, различные электронагревательные аппараты и т. п. В длительном режиме, но с переменной нагрузкой и кратковременными отключениями работают электродвигатели, обслуживающие различные производственные механизмы: металлообрабатывающие и деревообрабатывающие станки, механизмы литейных цехов, молоты, прессы, ковочные машины и т. п., которые подразделяются на несколько однородных по режиму работы групп.

Под кратковременным режимом работы подразумевается режим, при котором рабочий период не настолько длителен, чтобы отдельные части машины могли достигнуть установившейся температуры, период же остановки машины настолько длителен, что машина успевает охладиться до температуры окружающей среды. В этом режиме работают почти все вспомогательные механизмы металлообрабатывающих станков, механизмы открывания фрамуг, различные затворы, заслонки, задвижки и т. п.

Повторно-кратковременным режимом работы является режим, при котором кратковременные рабочие периоды чередуются с кратковременными же, но более длительными паузами, причем длительность всего цикла не превышает 10 мин. В этом режиме работают электродвигатели кранов, тельферов, подъемников и аналогичных установок, а также вспомогательные и некоторые главные приводы прокатных станов. К этой же группе следует относить сварочные аппараты, которые, кроме того, дают частые и значительные пиковые токи.

Нагрузки электрического освещения изменяются по времени суток и года, но во время включения освещения эти нагрузки являются практически постоянными для данного промежутка времени.

По напряжению электроприемники разделяются на две основные группы: до 1000 В и выше. К группе электроприемников напряжением выше 1000 В относятся электродвигатели мощностью начиная от 100 кВт при напряжении 3 кВ, от 200 кВт при напряжении 6 кВ и от 630 кВт при напряжении 10 кВ; мощные электропечи, питаемые от отдельных трансформаторов; ртутные выпрямители, трансформаторы которых присоединяются к сети 6, 10 и 35 кВ.

К группе электроприемников напряжением до 1000 В относятся электродвигатели мощностью менее перечисленных в первой группе и все прочие электроприемники, не вошедшие в первую группу, а также электрическое освещение.

По роду тока различаются электроприемники постоянного и переменного тока. Последние являются преобладающими.

Двигатели постоянного тока применяются для технологических и вспомогательных механизмов, требующих широкого регулирования или поддержания постоянства скорости, при повышенных перегрузочных моментах, при повторно-кратковременном режиме работы, при частом реверсировании, быстром разгоне

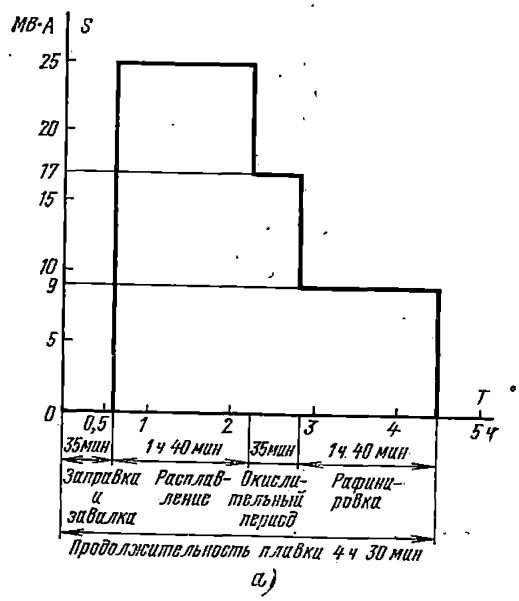


Рис. 4-2. Графики нагрузок
а — график потребления мощности электропечью 80 т; *б* — суточ

и торможении и т. п. Постоянный ток применяется также для электролиза, гальванических и электролитических процессов, некоторых видов сварки и т. д.

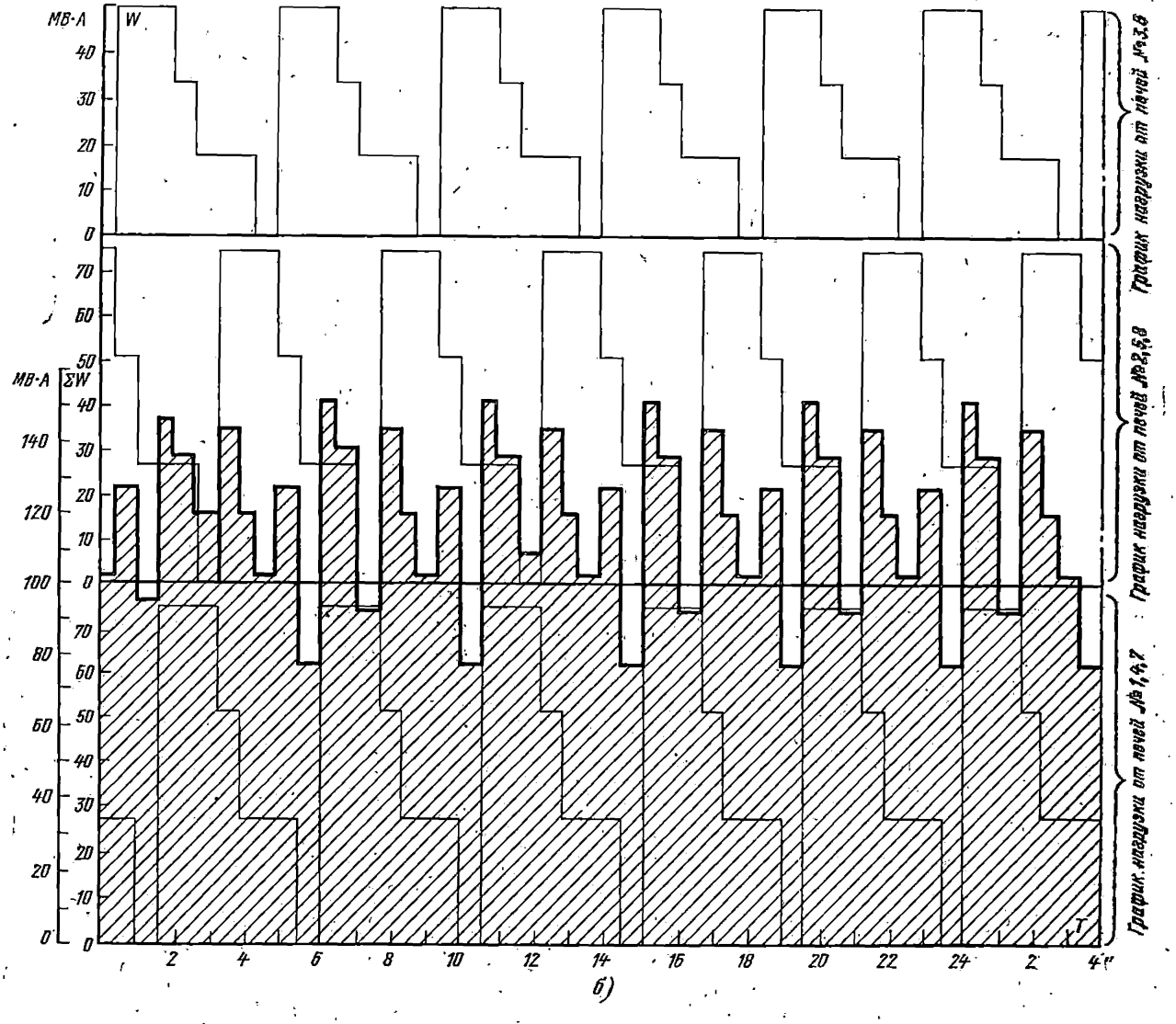
По частоте различаются электроприемники, работающие от сети частотой 50 Гц и являющиеся основной группой, и электроприемники, работающие при повышенных частотах, доходящих до 10 000 Гц и более.

К электроприемникам повышенной частоты относятся электроинструмент, некоторые станки в деревообрабатывающей и подшипниковой промышленности и др. (частота 180—400 Гц); установки индукционного и диэлектрического нагрева (до 10 000 Гц); крутильные и прядильные машины в производствах капронового, вискозного и ацетатного шелка и др.; электроприемники специальных электроустановок.

Для выполнения проекта электроснабжения промышленного предприятия необходимо определить следующие значения электрических нагрузок:

средние нагрузки $P_{см}$ за максимально загруженную смену, а также среднемесячные и среднегодовые; средняя нагрузка за год необходима для определения годовых потерь электроэнергии, а средняя нагрузка за наиболее загруженную смену — для определения расчетного максимума;

максимальные кратковременные (или «пиковые») нагрузки, необходимые для проверки колебаний напряжения в сетях, для определения тока трогания токовой релей-



б)

от электросталеплавильных печей.

ный график нагрузки от восьми электропечей (суммарный график показан жирными линиями и заштрихован).

ной защиты, для выбора плавких вставок предохранителей и для проверки электрических сетей по условиям самозапуска двигателей;

максимальные нагрузки различной продолжительности (10, 30, 60 мин), необходимые для расчета сетей по нагреву, а также для определения максимальных потерь мощности в сетях; максимальные нагрузки необходимы также для выбора элементов электрических сетей по экономической плотности тока, определения величин потерь и отклонений напряжения, а также максимальных потерь мощности в сетях.

В настоящее время принят получасовой расчетный максимум нагрузки.

Ниже приводятся общие принципиальные указания по определению различных видов электрических нагрузок.

При проектировании электроснабжения промышленных предприятий отдельных отраслей могут вводиться уточнения и возможные упрощения, базирующиеся на хорошем знании специфики технологии процессов данной отрасли и более детальном выявлении расчетных коэффициентов, удельных расходов энергии, чисел часов использования максимума.

Определение электрических нагрузок промышленного электрического транспорта, испытательных станций, лабораторных установок производится по другим методикам и формулам, учитывающим специфические особенности работы этих установок.

4-2. СРЕДНИЕ НАГРУЗКИ

Средняя активная $P_{см}$ или реактивная $Q_{см}$ мощность является основной величиной при подсчете электрических нагрузок. Ее находят по показателям, которые определяются путем простейших обследований, и проверяют по удельным расходам электроэнергии, имеющимся для большинства производств.

Средняя активная мощность $P_{см}$ силовых электроприемников одинакового режима работы определяется за наиболее загруженную смену путем умножения установленных мощностей электроприемников $P_н$ на значения их коэффициентов использования $k_и$, выявляемых из материалов обследования действующих предприятий:

$$P_{см}=k_и P_н. \qquad (4\text{-}1)$$

Коэффициентом использования активной мощности одного электроприемника $k_и$ или группы приемников $K_и$ называется отношение средней активной мощности отдельного электроприемника или группы электроприемников одинакового режима работы к ее номинальному значению, т. е.

$$k_и=\frac{P_с}{P_н};\quad K_и=\frac{P_{см}}{P_н}=\frac{\sum_1^n k_и P_н}{\sum_1^n P_н}.$$

Величины $k_и$ следует относить к тому же промежутку времени (цикл, смена, год), к которому отнесены средние величины мощности, на основе которых этот коэффициент определяется.

Для групп электроприемников разного режима работы, средневзвешенный коэффициент использования активной мощности определяется с достаточной для практических расчетов точностью по формуле

$$K_и=\frac{\sum_1^n P_{см}}{\sum_1^n P_н},$$

где n — число подгрупп электроприемников разного режима работы, входящих в данную группу; $P_{см}$ — средняя мощность подгруппы за наиболее загруженную смену; $\sum_1^n P_н$ — групповая номинальная активная мощность.

Характерные величины $K_и$ приводятся в указаниях Госстроя СССР по строительному проектированию предприятий разных отраслей промышленности и в различных справочных материалах.

За наиболее загруженную смену принимается смена для характерных суток, в которую имеет место наибольшее потребление энергии данной группой приемников, цехом и т. п. Обычно наиболее загруженной является дневная смена, в которой работает наибольшее число электроприемников.

Для агрегатов с многодвигательным приводом в качестве условного «электроприемника» принимается сумма мощностей всех электродвигателей агрегата. Для кранов под «электроприемником» понимается электропривод каждого механизма. Если механизм приводится двумя двигателями, то их мощности суммируются.

Величина $p_н$ для двигателей длительного режима равняется номинальной паспортной мощности $p_н=p_{пасп}$; для электропечных трансформаторов $p_н=s_н\cos\varphi_н$ и для сварочных трансформаторов $p_н=\sqrt{ПВ}s_н\cos\varphi_н$, где $s_н$ — номинальная мощность трансформатора, кВ·А; $\cos\varphi_н$ — коэффициент мощности, характерный для трансформаторов при нагрузке, равной их номинальной мощности; ПВ — номинальная паспортная продолжительность включения, отн. ед.

Средняя мощность может быть определена также исходя из средней годовой нагрузки по формуле

$$P_{см} = \frac{P_{с.г}}{\alpha}, \qquad (4\text{-}2)$$

где $P_{с.г}$ — средняя годовая нагрузка, определяемая из годового расхода электроэнергии $W_г$ по формуле

$$P_{с.г} = \frac{W_{с.г}}{T_г} = \frac{w_{уд} M}{T_г};$$

$w_{уд}$ — удельный расход электроэнергии на единицу продукции; M — годовой выпуск продукции предприятия или цеха; $T_г$ — годовой фонд рабочего времени (фактическое годовое число часов работы) предприятия или цеха; α — годовой коэффициент сменности по энергоиспользованию, определяемый по технологическим данным.

Коэффициент α учитывает различие загрузки отдельных смен, сезонные колебания нагрузки, работу в выходные и праздничные дни и неритмичность производства. Коэффициент α характеризуется отношением годового потребления активной энергии (группой электроприемников, цехом или предприятием в целом) к годовому потреблению активной энергии в наиболее загруженную смену, т. е.

$$\alpha = \frac{W_{сг}}{P_{см} T_г}.$$

Ниже приведены приближенные значения годовых коэффициентов сменности по энергоиспользованию α для предприятий, работающих в три смены:

Алюминиевые заводы	0,95
Цинковые, магниевые, электролизные заводы	0,92
Глиноземные заводы	0,85
Медеплавильные и никель-кобальтовые заводы	0,85
Заводы черной металлургии	0,70—0,75
Доменные цехи	0,65
Мартеновские цехи	0,75
Прокатные цехи	0,65
Обогатительные фабрики	0,8—0,9
Агломерационные фабрики	0,75
Коксохимические заводы	0,82
Вспомогательные цехи заводов черной и цветной металлургии	0,55
Заводы тяжелого машиностроения	0,65

Годовое число часов работы силовых электроприемников зависит от технологического процесса и характера производства и может быть определено из выражения

$$T_{г.с} = (365 - m) n t k_р - t_{пр},$$

где m — нерабочие дни в году; n — число смен; t — продолжительность смены; $t_{пр}$ — годовое число часов, на которое сокращена продолжительность работы в предвыходные и предпраздничные дни; $k_р$ — коэффициент, учитывающий время ремонта и другие простои производства ($k_р = 0{,}96 \div 0{,}98$).

В зависимости от числа и продолжительности смен годовое число часов работы предприятия, за исключением цехов с непрерывным производством, можно принимать по табл. 4-1.

Таблица 4-1

Годовое число часов работы в зависимости от числа смен n

Продолжительность смены, ч	Число смен		
	1	2	3
8	2250	4500	6400
7	2000	3950	5870

Для цехов и предприятий с непрерывным производством (электролиз, горячие цехи и т. п.) годовое число часов работы соответственно увеличивается.

Годовое число часов работы осветительных электроприемников (число часов горения ламп) определяется из выражений:

рабочее освещение

$$T_р = (365 - m) \frac{T_1 + T_2}{2} + T_п;$$

аварийное освещение

$$T_а = 365 \frac{T'_1 + T'_2}{2} + T_п;$$

наружное освещение

$$T_н = 365 \frac{T''_1 + T''_2}{2},$$

где T_1, T'_1, T''_1 — продолжительность включения освещения в наиболее продолжительную зимнюю ночь (23 декабря); T_2, T'_2, T''_2 — продолжительность включения освещения в наиболее короткую летнюю ночь (23 июня); $T_п$ — дополнительное число часов включения электрического освещения в пасмурные дни.

При практических расчетах можно пользоваться данными о числе часов использования максимума осветительной нагрузки, приведенными в табл. 4-2, 4-3.

Средняя активная мощность осветительной нагрузки за наиболее загруженную смену принимается равной максимальной нагрузке и определяется по формуле

$$P_{м.о} = k_с \Sigma P_н, \qquad (4\text{-}3)$$

где $P_н$ — мощность, указанная на колбе или на цоколе светильника; $k_с$ — коэффициент спроса.

Таблица 4-2

Число часов использования максимума нагрузки внутреннего освещения

Географическая широта	Естественное освещение	Рабочее освещение и аварийное освещение для продолжения работы при числе смен							Аварийное освещение для эвакуации
		1		2		3		при непрерывной работе	
		Пятидневка	Шестидневка	Пятидневка	Шестидневка	Пятидневка	Шестидневка		
46	Есть	700	550	2250	2100	4150	4000	4800	4800
	Нет	2150		4300		6500		7700	8760
56	Есть	750	600	2250	2100	4150	4000	4800	4800
	Нет	2150		4300		6500		7700	8760
64	Есть	850	700	2250	2100	4150	4000	4800	4800
	Нет	2150		4300		6500		7700	8760

Таблица 4-3

Число часов использования максимума нагрузки наружного освещения (для всех широт)

Виды освещения	Включается					
	Ежедневно			В рабочие дни		
	на всю ночь	до 1 ч	до 24 ч	на всю ночь	до 1 ч	до 24 ч
Рабочее освещение заводских территорий	3600	2450	2100	3000	2060	1750
Охранное освещение	3500	—	—	—	—	—
Рабочее освещение территорий поселков	3500	2350	1950	—	—	—

Величины коэффициентов спроса осветительных нагрузок приведены ниже:

Мелкие производственные здания и торговые помещения	1,0
Производственные здания, состоящие из отдельных крупных пролетов	0,95
Производственные здания, состоящие из ряда отдельных помещений	0,85
Библиотеки, административные здания, предприятия общественного питания	0,9
Лечебные, детские и учебные учреждения; конторско-бытовые и лабораторные здания	0,8
Складские здания; подстанции	0,6
Аварийное освещение	1,0

Приведенные коэффициенты спроса действительны при подсчете средних и максимальных мощностей осветительных нагрузок.

Значения коэффициента спроса осветительных нагрузок увеличиваются по направлению от ввода к потребителям; для линий, питающих отдельные щитки, а также для линий групповой сети коэффициент спроса принимается равным 1,0.

Средняя реактивная мощность за наиболее загруженную смену составляет:

$$Q_{см} = \frac{Q_{с.г}}{\alpha} = \frac{V_г}{T_г \alpha}, \qquad (4\text{-}4)$$

где $Q_{с.г} = V_г/T_г$; $V_г$ — годовой расход реактивной энергии.

При суммировании нагрузок разных групп электроприемников, входящих в общую группу, реактивные нагрузки электроприемников, работающих при опережающем токе, принимаются со знаком минус.

Расчетные средние токи за год $I_{с.г}$ или за наиболее загруженную смену $I_{см}$ определяются по величинам средних мощностей из следующих соотношений для трехфазной системы электрических токов:

$$I_{с.г} = \frac{\sqrt{P^2_{с.г} + Q^2_{с.г}}}{\sqrt{3} U_н};$$

$$I_{см} = \frac{\sqrt{P^2_{см} + Q^2_{см}}}{\sqrt{3} U_н}.$$

4-3. РАСХОД ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Если по данному предприятию, цеху или отдельному агрегату, например компрессору, насосу, электропечи и т. п., имеются достаточно проверенные, удовлетворяющие современной технологии и относительно стабильные нормы удельных расходов электроэнергии на единицу годной продукции $w_{уд}$ в натуральном выражении (т, м, м² и т. п.), то годовой расход активной энергии легко определяется по формуле

$$W_г = w_{уд} M, \qquad (4\text{-}5)$$

где M — выпуск продукции за год.

Таким же способом может быть определен расход электроэнергии и за другой промежуток времени.

Величины удельных расходов рекомендуется принимать по таблицам, приведенным в указаниях Госстроя СССР по проектированию предприятий, зданий и сооружений различных отраслей промышленности. При отсутствии в них некоторых данных можно пользоваться проверенными справочными материалами и указаниями технологов.

Приведенные в указанных таблицах значения удельных расходов электроэнергии имеют в ряде случаев значительный диапазон, зависящий от величины предприятий и специфики его работы. Поэтому при пользовании таблицами выбор значения удельного расхода нужно производить с учетом индивидуальных условий по согласованию в необходимых случаях с технологами, с учетом тенденций к рос-

ту или снижению удельных расходов в данной отрасли, связанных с изменением технологии.

Если нет проверенных удельных расходов энергии, но имеются данные об относительной загрузке смен, то годовой расход активной электроэнергии определяется по формуле

$$W_г = P_{см}(T_1 + \beta_2 T_2 + \beta_3 T_3 + \beta_4 T_4)\ c, \quad (4\text{-}6)$$

где T_1, T_2, T_3, T_4 — число часов работы первой, второй, третьей и четвертой смен или годовой фонд рабочего времени отдельных смен; β_2, β_3, β_4 — коэффициенты, учитывающие степень загрузки менее загруженных второй, третьей и четвертой смен и представляющие собой отношение расчетных максимумов отдельных смен к максимуму наиболее загруженной первой смены; c — коэффициент, учитывающий работы в выходные и праздничные дни, а также месячные и сезонные колебания нагрузки ($c<1$).

Числовые значения коэффициента c принимаются по данным технологий.

Годовой расход активной энергии может быть определен также по следующему выражению:

$$W_г = K_{и.г} P_н T_г \alpha = P_{см} T_г \alpha, \quad (4\text{-}7$$

где $T_г$, $P_н$, $P_{см}$, α — см. выше.

При отсутствии необходимых данных для определения годового расхода электроэнергии приведенными выше способами годовой расход энергии на стадии проектного задания может быть ориентировочно определен по формуле

$$W_г = P_м T_м, \quad (4\text{-}8)$$

где $T_м$ — годовое число часов использования максимума; $P_м$ — максимальная активная мощность (см. § 4-4).

Годовой расход активной энергии для осветительных установок определяется по формуле

$$W_г = K_с P_{н.о} T_{м.о}, \quad (4\text{-}9)$$

где $K_с$ — коэффициент спроса; $P_{н.о}$ — суммарная номинальная мощность осветительных приемников; $T_{м.о}$ — годовое число часов использования максимума осветительной нагрузки (см. § 4-2).

Рекомендуется сопоставлять результаты подсчета электроэнергии по нескольким приведенным формулам [(4-5), (4-7), (4-8)]. В случае расхождения более чем на 10% необходимо выяснять причины расхождения и вносить соответствующие поправки.

Годовой расход реактивной энергии $V_г$ для электроприемников с отстающим током определяется по одной из следующих формул:

$$V_г = Q_м T_{м.р} = \alpha Q_{см} T_г; \quad (4\text{-}10)$$

$$V_г = W_г \operatorname{tg} \varphi_г; \quad (4\text{-}11)$$

$$V_г = (T_1 + \beta_2 T_2 + \beta_3 T_3 + \beta_4 T_4)\ c, \quad (4\text{-}12)$$

где $Q_{см}$ — средняя реактивная мощность за наиболее загруженную смену; $Q_м$ — максимальная реактивная мощность (получасовой максимум) определяется по средневзвешенному за год значению коэффициента мощности предприятия, цеха или группы электроприемников; $T_{м.р}$ — годовое число часов использования максимума реактивной мощности.

Средневзвешенный коэффициент мощности за какой-либо промежуток времени t ($\cos\varphi_t$) определяется по формуле

$$\cos\varphi_t = \frac{W_t}{\sqrt{W^2_t + V^2_t}},$$

где W_t, V_t — расход активной и реактивной электроэнергии за то же время, например за период максимума (30 мин), за смену, за месяц или год.

При наличии компенсирующих устройств или синхронных двигателей, работающих с перевозбуждением, отдаваемая ими опережающая реактивная энергия вычитается из значения $V_г$, определенного по приведенным формулам.

Годовые потери активной энергии ΔW (кВт·ч) определяются по формуле

$$\Delta W_г = n I^2_{с.г} R T_г \cdot 10^{-3}. \quad (4\text{-}13)$$

Максимальные потери мощности $\Delta P_м$ (кВт) определяются по формуле

$$\Delta P_м = n I^2_м R \cdot 10^{-3}, \quad (4\text{-}14)$$

где n — число фаз и полюсов (в зависимости от рода тока);

$$I_{с.г} = \frac{\sqrt{P^2_{с.г} + Q^2_{с.г}}}{\sqrt{3}U}$$

— среднегодовой ток, А; R — сопротивление одной фазы (или полюса), Ом; $I_м$ — расчетный (получасовой) максимум тока, А (см. § 4-4); $T_г$ — годовой фонд рабочего времени, ч (см. § 4-2).

4-4. МАКСИМАЛЬНЫЕ НАГРУЗКИ (МОЩНОСТИ), ПИКОВЫЕ ТОКИ

В качестве расчетной максимальной активной мощности принимается такая длительная неизменная нагрузка, которая эквивалентна ожидаемой изменяющейся нагрузке по наиболее тяжелому тепловому действию, т. е. по максимальной температуре или по тепловому износу изоляции проводника или трансформатора.

Максимальными величинами активной $P_м$ или $p_м$, реактивной $Q_м$ или $q_м$ и полной $S_м$ или $s_м$ мощностей, а также максимальными значениями тока $I_м$ или $i_м$ называются наибольшие из соответствующих средних величин за определенный промежуток времени, например 10, 30, 60 мин и т. д.

В [Л. 4-1] в качестве расчетного вероятностного максимума нагрузок для выбора по нагреву всех элементов системы электроснабжения условно принят 30-минутный (получасовой) максимум нагрузки ($P_м = P_{30}$). Этот промежуток времени наиболее близок к постоянным времени нагрева часто применяемых проводников малых и средних сечений, приведенным к табл. 4-3. Значение получасового максимума было принято в качестве расчетного и в других ранее действовавших методах расчета электрических нагрузок. Если постоянная времени нагрева проводников в цеховых сетях значительно превышает 30 мин, положенные в основу при построении приведенных ниже кривых на рис. 4-3, то найденный по приведенной методике расчетный получасовой максимум необходимо привести к максимуму другой продолжительности. Для трансформаторов такой пересчет не рекомендуется в целях получения некоторого запаса мощности.

Для пересчета величины получасового расчетного максимума на другую продолжительность приближенное значение коэффициента максимума может быть вычислено по формуле

$$K_{мt} = 1 + \frac{K_м - 1}{\sqrt{2t}},$$

где $K_м$ — коэффициент максимума продолжительностью 0,5 ч, найденный по кривым рис. 4-3; $K_{мt}$ — то же продолжительностью t, ч.

Таблица 4-4

Постоянная времени нагрева T, мин, проводников

Проводник	Сечение, мм²					
	35	50	70	95	120	150
Провода с резиновой изоляцией, проложенные открыто	9	12	15	18	21	21
То же, но в трубах	19	23	27	32	36	40
Кабели с бумажной изоляцией	15	20	25	30	35	40

Коэффициентом максимума активной мощности ($k_м$; $K_м$) называется отношение расчетного (получасового) максимума активной мощности к ее среднему значению за наиболее загруженную смену:

$$k_м = \frac{P_р}{P_с}.$$

При пересчете максимума на другую продолжительность нужно проверить возможность замены проводов или кабелей на другое сечение по сравнению с полученным при расчетном максимуме получасовой продолжительности. Приведенную формулу пересчета нельзя применять при графиках с большой периодической пиковой нагрузкой.

При определении получасовых максимальных нагрузок следует в первую очередь применять приведенные ниже простейшие методы и формулы.

1. При наличии достоверных данных об удельных расходах электроэнергии на единицу продукции расчет нагрузок по цеху или по предприятию в целом можно вести по формуле

$$P_м = \frac{w_{уд} M}{T_м} \qquad (4\text{-}15)$$

(обозначения см. выше).

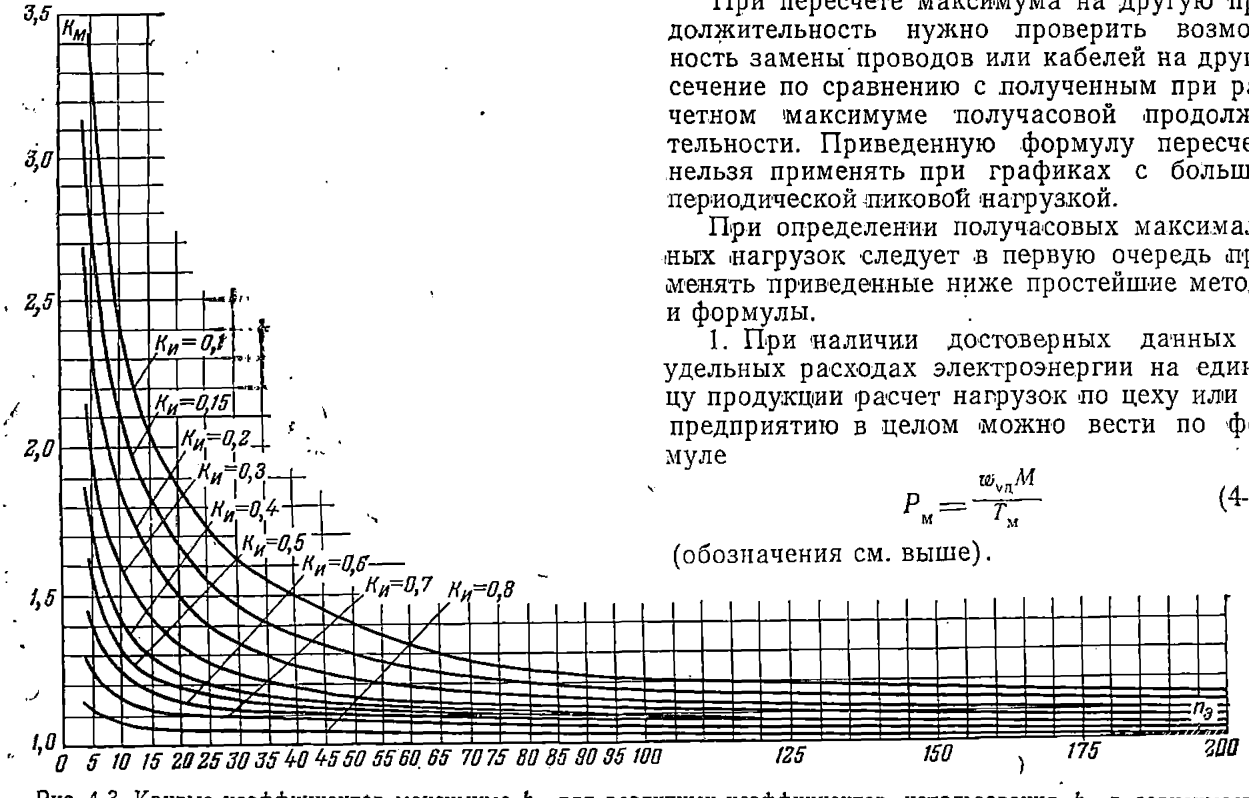


Рис. 4-3. Кривые коэффициентов максимума $k_м$ для различных коэффициентов использования $k_и$ в зависимости от $n_э$.

2. Если известны удельные расходы электроэнергии для отдельных агрегатов, то нагрузку за наиболее загруженную смену по цеху $P_{м.ц}$ и по заводу в целом $P_{м.з}$ можно определить по формулам:

$$P_{м.ц} = \frac{\Sigma w_{уд} M}{T_{м.ц}} + P_п;\ P_{м.з} = (\Sigma P_{м.ц} + P_з) k_\Sigma,$$

где $w_{уд}M$ — расходы электроэнергии по отдельным агрегатам; $P_ц$ и $P_з$ — максимальные нагрузки за наиболее загруженную смену общецеховых и соответственно общезаводских электроприемников, которые определяются в зависимости от режима и графика работы электроприемников; k_Σ — коэффициент совмещения максимумов.

Расчет электрических нагрузок по удельным расходам электроэнергии [формулы (4-2) и (4-5)] целесообразен на первых стадиях проектирования, когда еще отсутствуют данные для определения нагрузок по расчетным коэффициентам или для вариантных сравнений.

3. При наличии соответствующих исходных данных определение максимальной мощности может быть произведено по удельной плотности нагрузки $p_{уд}$ на единицу площади цеха, выявленной при обследовании аналогичных предприятий, по формуле

$$P_м = p_{уд} F, \qquad (4\text{-}16)$$

где F — площадь цеха, м².

Ниже приведены плотности нагрузок на 1 м² площади цеха, В·А/м², для некоторых производств:

Электросварочные и термические цехи	300—600
Механические и сборочные (аппаратостроение) цехи	200—600
Штамповочные, фрезерные, токарные цехи	150—300
Цехи приспособлений и инструментальные	50—100
Прессовые цехи для пластмасс	100—200
Механосборочные цехи	205
Моторные цехи	157
Прессовые цехи	277

4. Если отсутствуют достоверные данные для применения формул (4-15) и (4-16), то на стадии проектного задания или при определении нагрузок для сравнения вариантов и при других ориентировочных расчетах допускается применение простейшей одночленной формулы

$$P_м = K_с P_н \text{ или } P_м = (\Sigma k_с p_ц) k_\Sigma,$$

где $P_н$ — суммарная номинальная (установленная) мощность электроприемников по заводу; $p_н$ — установленная мощность группы электроприемников в цехе, отделении, корпусе или другом каком-либо участке предприятия; $K_с$ — коэффициент спроса по заводу в целом; $k_с$ — коэффициент спроса группы электроприемников; k_Σ — коэффициент совмещения максимумов, учитывающий разновременность наступления максимумов нагрузок различных групп электроприемников.

Расчетным коэффициентом спроса по активной мощности называется отношение расчетной активной мощности $p_р$ (получасового максимума) к номинальной мощности группы:

$$k_с = \frac{p_р}{p_н} = \frac{p_м}{p_н} = k_и k_м.$$

Коэффициент спроса принимается по различным справочным материалам или же определяется в зависимости от коэффициента использования $k_и$, а также от коэффициента включения $k_в$.

Соотношение между $k_с$ и $k_и$ зависит от значения последнего и колеблется в диапазоне 1,25—1,13. Верхний предел относится к $k_и = 0{,}4 \div 0{,}5$, нижний — к $k_и = 0{,}7 \div 0{,}8$; при $k_и > 0{,}9$ $k_с$ можно принимать равным 1—1,05 без большой погрешности в расчетах.

Формула $P_м = k_с P_н$ применима также для определения нагрузок основных производств на предприятиях с твердо установившейся технологией производства, ровным графиком электрической нагрузки при условии, что величины применяемых $k_с$ проверены достаточно продолжительной практикой эксплуатации (см. ниже).

Из изложенного видно, что во многих случаях электрические нагрузки можно с достаточной для практических целей точностью определять простыми способами, не требующими большой затраты времени.

При невозможности применения приведенных выше простых формул из-за отсутствия необходимых исходных данных или при повышенных требованиях к точности расчета определение максимальных нагрузок производится по классической методике по формуле

$$P_м = k_м P_{см} = k_м k_и P_н, \qquad (4\text{-}17)$$

где $P_{см}$ — средняя мощность группы электроприемников за наиболее загруженную смену; $P_н$ — суммарная номинальная активная мощность рабочих электроприемников (с приведением к ПВ=100%); $k_и$ — групповой коэффициент использования активной мощности за наиболее загруженную смену; $k_м$ — коэффициент максимума активной мощности.

Значение $k_м$ определяется по кривым рис. 4-3 в зависимости от значения группового коэффициента использования за наиболее загруженную смену $k_и$ и от эффективного (приведенного) числа электроприемников в группе $n_э$.

Под $n_э$ понимается такое число однородных по режиму работы электроприемников одинаковой мощности, которое обусловливает ту же величину расчетного максимума, что и

группа различных по мощности и режиму работы электроприемников.

Точное определение $n_э$ производится по формуле

$$n_э = \frac{\left(\sum_1^n P_н\right)^2}{\sum_1^n P_н^2}.$$

При большом числе разнообразных электроприемников в группе пользование этой точной формулой очень затруднено из-за необходимости большого количества вычислений. Поэтому ниже приводятся указания по упрощению расчетов по определению максимальных нагрузок.

1. Если $n_э \geqslant 200$, то при любых значениях $k_и$ максимальную нагрузку можно принимать равной средней нагрузке $P_м = P_{см}$.

2. Если $k_и \geqslant 0{,}9$, то при любых значениях $n_э$ максимальную нагрузку $P_м$ также допускается принимать равной средней нагрузке $P_{см}$.

Следовательно, в этих случаях значение $k_м$ принимается равным единице ($k_м = 1$).

3. Если число электроприемников в группе равно четырем и более, то эффективное число

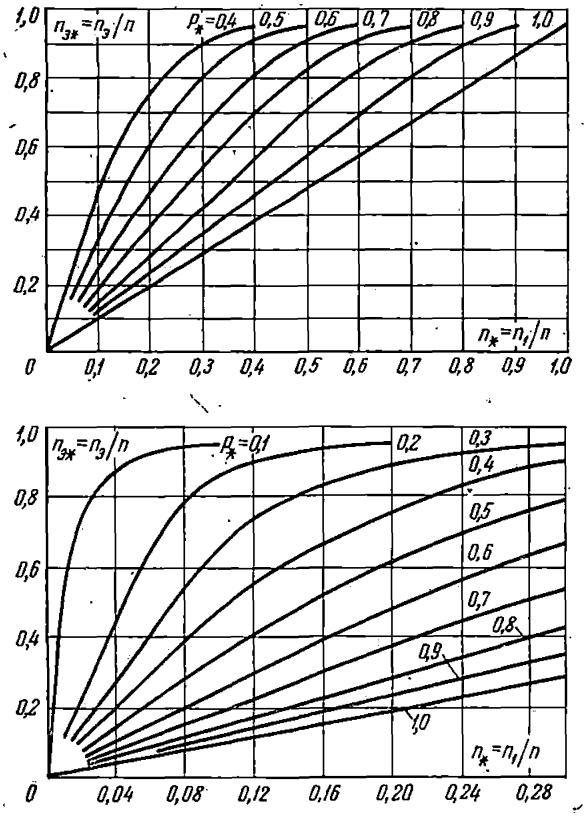


Рис. 4-4. Графики для определения эффективного числа электроприемников $n_э$.

электроприемников $n_э$ допускается принимать равным фактическому числу электроприемников при условии, что отношение $m = P_{н.макс}/P_{н.мин}$ не превышает трех, где $P_{н.макс}$ — номинальная мощность наибольшего электроприемника в группе; $P_{н.мин}$ — номинальная мощность наименьшего электроприемника в группе.

При определении значения m можно для упрощения исключить мелкие электроприемники данной группы, суммарная мощность которых не превышает 5% номинальной мощности всей группы; при этом число этих электроприемников при определении также не учитывается.

4. Если $m > 3$ и $k_и \geqslant 0{,}2$, то эффективное число электроприемников $n_э$ можно определять по простой формуле

$$n_э = \frac{2\sum_1^n P_н}{P_{н.макс}}.$$

В тех случаях, когда найденное по этой формуле значение $n_э$ окажется больше фактического числа электроприемников n, $n_э$ следует принимать равным n.

5. Если $k_и < 0{,}2$ и имеется большое количество разнообразных электроприемников, то для упрощения расчетов эффективное число электроприемников можно определять по кривым зависимости относительного эффективного числа электроприемников $n_{э*} = n_э/n$ от относительных величин $n_* = n_1/n$ и $P_* = P_{н1}/P_н$, представленных на рис. 4-4.

Здесь n_1 — число наибольших электроприемников в группе, мощность каждого из которых не менее половины мощности наибольшего электроприемника; $P_{н1}$ — суммарная номинальная мощность этих электроприемников; $P_н$ — суммарная номинальная мощность всей группы электроприемников.

Определение $n_э$ в этом случае производится в такой последовательности:

выявляется наибольший электроприемник данного узла;

выявляются наибольшие электроприемники, приключенные к этому узлу, мощность каждого из которых не менее половины мощности наибольшего электроприемника, и подсчитывается их число n_1;

определяется суммарная мощность $P_{н1}$ этих n_1 электроприемников;

подсчитывается суммарная номинальная мощность $P_н$ всех рабочих электроприемников данного узла;

находятся по кривым рис. 4-4 значения n_* и P_*.

Определив по кривым на рис. 4-4 относительное значение $n_{э*}$, можно легко найти искомое значение $n_э$, которое равно $n_э = n_{э*} n$.

Если в многодвигательном приводе или в группе электроприемников имеется не более трех электроприемников, то их нагрузка определяется как сумма их номинальных мощностей. Для электроприемников повторно-кратковременного режима в качестве расчетной нагрузки в этом случае следует принимать:

$$S_{\text{р}} = \frac{S_{\text{н}}}{0{,}875}.$$

Расчетная нагрузка одного электрического крана принимается равной мощности двух наиболее мощных электроприемников крана, а при нескольких кранах определяется по способам, перечисленным выше.

Если число электроприемников в группе или многодвигательном приводе больше трех, но число эффективных электроприемников меньше четырех, то расчетная максимальная нагрузка принимается равной сумме произведений их номинальных мощностей на характерные для них коэффициенты загрузки:

$$P_{\text{м}} = \Sigma (p_{\text{н}} k_{\text{з}}). \qquad (4\text{-}18)$$

При отсутствии данных о коэффициенте загрузки принимается средний коэффициент загрузки $k_{\text{з}}$ для приемников длительного режима, равный 0,9, и для приемников повторно-кратковременного режима 0,75. Коэффициент мощности для определения расчетного тока $I_{\text{р}}$ принимается равным номинальному; при отсутствии более достоверных данных можно принять для электроприемников длительного режима 0,8 и повторно-кратковременного режима 0,7. При суммировании нагрузки этой группы или многодвигательного привода с другими нагрузками следует применять способы расчета, приведенные выше.

Примечания: 1. Коэффициентом загрузки электроприемника по активной мощности называется отношение фактически потребляемой им активной мощности или фактической мощности на валу электродвигателя к его номинальной мощности, т. е.

$$k_{\text{з}} = \frac{p}{p_{\text{н}}} = \frac{k_{\text{и}}}{k_{\text{в}}}.$$

2. Групповым коэффициентом загрузки по активной мощности называется отношение группового коэффициента использования к групповому коэффициенту включения:

$$K_{\text{з}} = \frac{K_{\text{и}}}{K_{\text{в}}}.$$

3. Коэффициентом включения одного электроприемника $k_{\text{в}}$ называется отношение продолжительности включения одного электроприемника в цикле $t_{\text{в}}$, равное сумме продолжительности работы с нагрузкой $t_{\text{р}}$ и продолжительности холостого хода $t_{\text{х}}$ ко всей продолжительности цикла $t_{\text{ц}}$, т. е.

$$k_{\text{в}} = \frac{t_{\text{в}}}{t_{\text{ц}}} \quad \frac{t_{\text{р}} + t_{\text{х}}}{t_{\text{ц}}}.$$

4. Коэффициентом включения группы электроприемников или групповым коэффициентом включения $K_{\text{в}}$ называется средневзвешенное (по номинальной активной мощности) значение коэффициентов включения всех электроприемников, входящих в группу, определяемое по формуле

$$K_{\text{в}} = \frac{\sum_{1}^{n} k_{\text{в}} p_{\text{н}}}{\sum_{1}^{n} p_{\text{н}}}.$$

При определении нагрузки от электроприемников длительного режима и практически с постоянным графиком нагрузки, у которых $k_{\text{и}} \geqslant 0{,}6$, $k_{\text{в}} \approx 1$ и коэффициент заполнения графика нагрузки наиболее загруженной смены $k_{\text{з.с}} \geqslant 0{,}9$, коэффициент максимума $k_{\text{м}}$ принимается равным единице. Максимальная нагрузка получается равной средней $P_{\text{м}} = P_{\text{см}} = k_{\text{и}} P_{\text{н}}$. К таким электроприемникам относятся электродвигатели насосов водоснабжения, вентиляторов, дымососов, нерегулируемые печи сопротивления и др. Необходимо иметь в виду, что если нагрузки этих электроприемников рассчитывать по формуле (4-17), то это может привести к завышению расчетных нагрузок до 30%.

Если, кроме таких электроприемников, в данном расчетном узле имеются также приемники повторно-кратковременного режима работы с переменным графиком работы, то их максимальные нагрузки определяются отдельно по приведенной методике по формуле (4-17), а суммарная нагрузка узла находится путем суммирования обоих видов нагрузок.

Расчетный максимум осветительной активной нагрузки определяется по формуле

$$P_{\text{м.о}} = K_{\text{с}} P_{\text{н}},$$

где $K_{\text{с}}$ — коэффициент спроса, величины которого приведены в § 4-2.

Расчетная реактивная мощность (получасовой максимум реактивной мощности) определяется по формуле

$$Q_{\text{м}} = P_{\text{м}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{м}}, \qquad (4\text{-}19)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{\text{м}}$ определяется по характерному для данной группы электроприемников средневзвешенному значению коэффициента мощности.

Примечания: 1. При $n_{\text{э}} > 10$ максимальная расчетная реактивная мощность $Q_{\text{м}}$ может быть принята равной средней мощности $Q_{\text{с.м}}$, т. е. $Q_{\text{м}} = Q_{\text{с.м}}$.

2. При $n_{\text{э}} \leqslant 10$ максимальная расчетная реактивная мощность может быть принята: $Q_{\text{м}} = 1{,}1 Q_{\text{с.м}}$.

3. В § 4-7 дано определение реактивной мощности по методу прямого расчета, как и для активной мощности.

Реактивные мощности электроприемников, работающих с опережающим током, вычитаются из прочих реактивных мощностей.

Расчетный максимум полной мощности силовых нагрузок и тока на разных ступенях системы электроснабжения определяется из соотношений:

для трехфазного тока

$$S_м = \sqrt{P^2_м + Q^2_м};$$

$$I_м = \frac{S_м}{\sqrt{3}U_н} = \frac{\sqrt{P^2_м + Q^2_м}}{\sqrt{3}U_н} = \frac{P_м}{\sqrt{3}U_н \cos\varphi_м}, \quad (4\text{-}20)$$

где $\cos\varphi_м$ — средневзвешенное значение коэффициента мощности группы за период расчетного максимума активной мощности;

для постоянного тока

$$I_м = \frac{P_м}{U_н}. \quad (4\text{-}21)$$

Пиковые нагрузки возникают при пуске электродвигателей, работе дуговых электропечей, при электросварке и т. п. Пиковым током одного $i_п$ или группы $I_п$ электроприемников называется максимально возможная кратковременная нагрузка (длительностью 1—2 с).

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

Для обычных условий пиковый ток группы электроприемников, работающих при отстающем токе, с достаточной для практических расчетов точностью можно определить путем арифметического суммирования пускового тока наибольшего электроприемника (двигателя), входящего в группу, и тока максимальной нагрузки всей группы электроприемников за вычетом номинального тока пускаемого электродвигателя по следующей формуле:

$$I_п = i_{п.м} + (I_м - K_и i_{н.м}),$$

где $i_{п.м}$ — наибольший пусковой ток двигателей в группе; $i_{н.м}$ — номинальный ток этого двигателя, приведенный к ПВ=100%; $I_м$ — ток максимальной нагрузки всей группы электроприемников.

Если же в группе электроприемников имеются достаточно мощные синхронные двигатели, а число электроприемников в группе мало и их установленные мощности сильно различаются, то пиковый ток определяется по более сложной формуле, приведенной ниже:

$$I_п = i_{п.м} + K'_м \frac{\sqrt{(P_{см} - p_{см})^2 + (Q_{см} - q_{см})^2}}{\sqrt{3}U_н}, \quad (4\text{-}22)$$

где $P_{см}$ и $Q_{см}$ — суммарные средние активные и соответственно реактивные нагрузки всех электроприемников данной группы за наиболее загруженную смену; $p_{см}$ и $q_{см}$ — средние нагрузки (активные и реактивные) пускаемого двигателя за наиболее загруженную смену; $K_м$ — коэффициент максимума для группы приемников без пускаемого двигателя; в большинстве случаев может быть принят равным коэффициенту максимума, найденному для всей группы приемников.

В качестве наибольшего пикового тока одного электроприемника 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 контактными кольцами; при отсутствии более точных данных принимается не ниже 2,5-кратного номинального тока;

пиковый ток печных или сварочных трансформаторов; при отсутствии заводских данных может быть принят не менее трехкратного номинального (без приведения ПВ=100%);

пиковый ток машин контактной сварки определяется в соответствии с § 4-8.

В некоторых случаях пиковый ток определяется специальным расчетом, например при наличии электроприемников с ударными нагрузками (безмаховичные главные приводы преобразовательных агрегатов мощных прокатных станов, крупные дуговые печи и т. п.). Указания по таким расчетам приведены в гл. 7.

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

4-5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗОК ОДНОФАЗНЫХ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ

Если однофазные электроприемники, включенные на фазное и на междуфазное напряжение, распределены по фазам более или менее равномерно и неравномерность не превышает 15% общей мощности всех (трехфазных и однофазных) электроприемников данной группы, то эти однофазные электроприемники учитываются так же, как и трехфазные такой же суммарной мощности. Если же неравномерность выше 15%, то их расчетная максимальная нагрузка принимается равной тройной величине нагрузки наиболее загруженной фазы.

Средние нагрузки от однофазных электроприемников независимо от величины неравно-

мерности нагрузки по фазам, создаваемой этими электроприемниками, рассчитываются так же, как и средние нагрузки трехфазных электроприемников. В этих случаях их условная (эквивалентная) трехфазная мощность $P_{н.у}$ определяется в зависимости от их количества n и схемы их включения в трехфазную сеть одним из следующих способов.

1. При числе однофазных электроприемников n до трех условная трехфазная мощность $P_{н.у}$ от однофазных электроприемников определяется простыми способами с достаточной для практических целей точностью:

а) При $n=3$ при включении на фазное напряжение

$$P_{н.у}=3p_{н.м.ф},$$

где $p_{н.м.ф}$ — номинальная мощность электроприемника наиболее загруженной фазы, кВт.

Например, имеются три однофазные печи сопротивления мощностью 96, 60 и 30 кВт при $\cos\varphi=1$, включенные соответственно в фазы A, B и C. Наиболее нагруженной является фаза A, следовательно, $P_{н.у}=3p_{н.м.ф}=3\cdot 96=288$ кВт.

б) При числе однофазных электроприемников от одного до трех, включенных на линейное напряжение по возможности равномерно в разные плечи трехфазной системы:

при одном электроприемнике

$$P_{н.у}=\sqrt{3}p_{н.м.л};$$

при двух, трех электроприемниках, включенных в разные плечи трехфазной системы сети, $P_{н.у}=3P_{н.м.л}$, где $P_{н.м.л}$ — номинальная мощность электроприемников наиболее нагруженного плеча, кВт.

Например, имеются два сварочных трансформатора с паспортной мощностью соответственно: первый $S_{пасп}=70$ кВ·А, $ПВ_{н1}=50\%$, $\cos\varphi_{н1}=0{,}5$; второй $S_{пасп}=42$ кВ·А, $ПВ_{н2}=60\%$, $\cos\varphi_{н2}=0{,}65$, включенных в разные плечи трехфазной системы.

Номинальные мощности трансформаторов, приведенные к ПВ=100%, составляют:

$$P_{н1}=S_{пасп}\sqrt{ПВ_{н1}}\cos\varphi_{н1}=$$
$$=70\cdot\sqrt{0{,}5}\cdot 0{,}5=24{,}5 \text{ кВт};$$
$$P_{н2}=S_{пасп}\sqrt{ПВ_{н2}}\cos\varphi_{н2}=$$
$$=42\cdot\sqrt{0{,}6}\cdot 0{,}65=21{,}0 \text{ кВт};$$
$$P_{н1}>P_{н2}=P_{н.м.л}=24{,}5 \text{ кВт};$$

следовательно,

$$P_{н.у}=3P_{н.м.л}=3\cdot 24{,}5=74 \text{ кВт}.$$

2) При числе однофазных электроприемников более трех, включенных на фазное или линейное напряжение, при одинаковых $k_и$ и $\cos\varphi$ их максимальная нагрузка определяется по формуле

$$P_м=3k_и k_м P_{н.м.ф},$$

где $P_{н.м.ф}$ — номинальная мощность наиболее загруженной фазы.

При этом величина $n_э$, необходимая для определения $k_м$, вычисляется по формуле

$$n_э=\frac{2\Sigma p_н}{3p_{н.о.макс}},$$

где $\Sigma p_н$ — сумма номинальных мощностей однофазных электроприемников данного расчетного узла; $p_{н.о.макс}$ — мощность наибольшего однофазного электроприемника.

Если же число однофазных электроприемников более трех, их $\cos\varphi$, $k_и$ и схема включения (на фазное и линейное напряжения) различны, а оставшаяся нераспределенной по фазам суммарная мощность более 15% мощности данного расчетного узла, то определение максимальной нагрузки от однофазных

Таблица 4-5

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

Коэффициенты приведения	Коэффициенты мощности нагрузки							
	0,4	0,5	0,6	0,65	0,7	0,8	0,9	1,0
$p_{(ab)\,a}$	1,17	1,0	0,89	0,84	0,8	0,72	0,64	0,5
$p_{(bc)\,b}$	1,17	1,0	0,89	0,84	0,8	0,72	0,64	0,5
$p_{(ca)\,c}$	1,17	1,0	0,89	0,84	0,8	0,72	0,64	0,5
$p_{(ab)\,b}$	—0,17	0	0,11	0,16	0,2	0,28	0,36	0,5
$p_{(bc)\,c}$	—0,17	0	0,11	0,16	0,2	0,28	0,36	0,5
$p_{(ca)\,a}$	—0,17	0	0,11	0,16	0,2	0,28	0,36	0,5
$q_{(ab)\,b}$	0,86	0,58	0,38	0,3	0,22	0,09	—0,05	—0,29
$q_{(bc)\,c}$	0,86	0,58	0,38	0,3	0,22	0,09	—0,05	—0,29
$q_{(ca)\,a}$	0,86	0,58	0,38	0,3	0,22	0,09	—0,05	—0,29
$q_{(ab)\,b}$	1,44	1,16	0,96	0,88	0,8	0,67	0,53	—0,29
$q_{(bc)\,c}$	1,44	1,16	0,96	0,88	0,8	0,67	0,53	—0,29
$q_{(ca)\,a}$	1,44	1,16	0,96	0,88	0,8	0,67	0,53	—0,29

электроприемников производится более сложным способом. Все однофазные электроприемники, включенные на фазное и линейное напряжения, распределяются по возможности равномерно по фазам. Общая расчетная нагрузка по отдельным фазам определяется суммированием однофазных нагрузок данной фазы (фаза — нуль) и однофазных нагрузок, включенных на линейное напряжение. Однофазные нагрузки, включенные на линейное напряжение, приводятся к нагрузкам одной фазы и фазному напряжению по табл. 4-5. Так, например, для фазы a, руководствуясь этой таблицей, будем иметь:

$$P_{\text{см }(a)} = k_{\text{и}} P_{ab} p_{(ab)\,a} + k_{\text{и}} P_{ca} p_{(ca)\,a} + \\ + k'_{\text{и}} P_{a0};$$

$$Q_{\text{см }(a)} = k_{\text{и}} P_{ab} q_{(ab)\,a} + k_{\text{и}} P_{ca} q_{(ca)\,a} + k'_{\text{и}} Q_a,$$

где P_{ab} — однофазная нагрузка, присоединенная на линейное напряжение между фазами a и b; P_{ca} — то же на линейное напряжение между фазами c и a; P_{a0}, Q_{a0} — нагрузки, присоединенные на напряжение фазы a (между фазным и нулевым проводами); $p_{(ab)a}$, $p_{(ca)a}$, $q_{(ab)a}$, $q_{(ca)a}$ — коэффициенты приведения нагрузок, включенных на линейные напряжения ab и ca к фазе a (см. табл. 4-4); $k_{\text{и}}$ и $k'_{\text{и}}$ — соответствующие коэффициенты использования.

4-6. ПОРЯДОК РАСЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА РАЗНЫХ СТУПЕНЯХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

а) В СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1000 В

Расчет электрических нагрузок в отдельных элементах и узлах цеховых сетей напряжением до 1000 В: силовых шкафах, магистралях, токопроводах, цеховых ТП — производится в следующем порядке:

1. Суммируются номинальные мощности всех установленных силовых электроприемников с переменным графиком нагрузки, присоединенных к данному расчетному узлу отдельно для рабочих и резервных приемников.

2. Определяются и суммируются средние активные и реактивные нагрузки рабочих электроприемников данного расчетного узла.

3. Определяется групповой коэффициент использования $K_{\text{и}}$ и эффективное число электроприемников $n_{\text{э}}$.

4. По кривым рис. 4-3 находится коэффициент максимума $K_{\text{м}}$ и подсчитывается максимальная силовая нагрузка расчетного узла $P_{\text{м}}$ и $Q_{\text{м}}$.

5. Если к данному расчетному узлу подключены также электроприемники длительного режима практически с постоянным графиком нагрузки (см. выше), то отдельно подсчитывается их суммарная номинальная мощность и определяется средняя нагрузка.

6. Суммируются максимальные силовые нагрузки электроприемников с переменным графиком нагрузки и средние нагрузки электроприемников с постоянным графиком нагрузки и тем самым определяется полная силовая максимальная нагрузка по данному расчетному узлу.

7. Определяются расчетные получасовой и пиковый токи.

Нагрузки цеховых трансформаторов определяются аналогичным образом, но с добавлением осветительных нагрузок и с учетом мощности компенсирующих устройств, установленных на вторичном напряжении. Последние учитываются также и при определении нагрузок токопроводов и питающих линий напряжением до 1000 В, к которым подключены источники опережающей реактивной мощности.

При совместном питании силовых и осветительных электроприемников от общей цеховой магистрали осветительная нагрузка суммируется с силовой.

Если к данной сети подключены крупные передвижные электроприемники, например краны, троллеи которых питаются от двух подстанций, то их установленная мощность и средняя нагрузка распределяются поровну между этими подстанциями. Источники питания в этих случаях должны иметь резерв для обеспечения питания нагрузки кранов.

Примеры расчетов приведены в [Л. 4-4].

б) В СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1000 В

Определение электрических нагрузок отдельных узлов на высших ступенях системы электроснабжения: распределительных подстанциях (РП), главных понизительных подстанциях (ГПП), ТЭЦ и т. д. — производится в следующем порядке:

1. Определяются суммарная установленная мощность и средняя нагрузка силовых электроприемников до 1000 В и выше (кроме резервных), которые питаются от данной секции РП, ГПП или ТЭЦ.

2. Находится мощность наибольшего электроприемника $P_{\text{н.м}}$ (обычно это электроприемник на напряжение выше 1000 В).

3. Определяются $n_{\text{э}}$, $k_{\text{и}}$, $\cos\varphi$, а затем максимальные активная и реактивная мощности $P_{\text{м}}$ и $Q_{\text{м}}$.

Примечание. Нагрузки электроприемников практически с постоянным графиком рассчитываются в соответствии с п. «а» § 4-6.

4. Суммируются все осветительные нагрузки, подключенные к данной секции.

5. Определяются и суммируются потери в силовых трансформаторах, присоединенных к этой секции.

Для определения потерь в трансформаторах мощностью до 1600 кВ·А рекомендуется пользоваться вспомогательными таблицами, в которых приведены потери активной и реактивной мощности в зависимости от их загрузки.

6. Подводятся общие итоги средних и максимальных силовых нагрузок, осветительных нагрузок и потерь в трансформаторах по секциям.

Если на предприятии имеются очень крупные электроприемники (прокатные станы, электропечи и др.), то в соответствии со сказанным выше их максимальная нагрузка определяется отдельно в соответствии с § 4-1 и затем суммируется с максимальной нагрузкой прочих электроприемников.

На стадии проектного задания и при ориентировочных расчетах и сравнениях вариантов определение суммарных нагрузок на высших ступенях электроснабжения может производиться упрощенным способом путем суммирования нагрузок отдельных ТП и высоковольтных электроприемников, присоединенных к данному узлу, и затем умножения полученной суммы на коэффициент участия в максимуме $k_{\text{у}}$.

На стадии проектного задания это иногда бывает неизбежно из-за отсутствия всех необходимых исходных данных, а при вариантных сравнениях вообще не требуется большой точности. Независимо от сказанного вводить в расчеты коэффициент участия в максимуме следует в тех случаях [и «Указания» допускают это

(см. [Л. 4-1])], когда по условиям технологического процесса можно ожидать несовпадения во времени наиболее загруженных смен на разных объектах или неодновременной работы крупных агрегатов: прокатных станов, электрических печей и т. д.

Примечание. Коэффициентом участия в максимуме (совмещения максимумов) k_{Σ} называется отношение суммарного расчетного («получасового») максимума активной мощности к сумме расчетных («получасовых») максимумов активной мощности отдельных групп электроприемников:

$$k_{\Sigma}=\frac{P_{\text{м}\Sigma}}{\sum_{1}^{n}P_{\text{м}}}.$$

По полученным суммарным составляющим нагрузок определяется суммарный максимум полной нагрузки

$$S_{\text{м}}=k_{\Sigma}\sqrt{(\Sigma P_{\text{м}})^2+(\Sigma Q_{\text{м}})^2}. \qquad (4\text{-}23)$$

Значение k_{Σ} для отдельных узлов принимается в пределах 0,95—0,9. Однако при нескольких ступенях общий понижающий коэффициент не должен быть, как правило, ниже 0,85, за исключением отдельных случаев, когда режим производства обусловливает более низкие его значения. Вообще же величина коэффициентов участия в максимуме устанавливается на основании анализа процесса производства при консультации с технологами.

Применение этого простого способа может быть допущено также в технических или рабочих проектах при хорошем знании суточного режима работы предприятий данной отрасли промышленности и характера несовпадения по времени суток наиболее загруженных смен отдельных цехов предприятий, что позволяет без больших погрешностей определить величины коэффициентов участия в максимуме k_{Σ}. При этом необходимо обращать внимание на то, чтобы суммарная максимальная нагрузка, как правило, не была меньше суммарной средней нагрузки, определенной для максимально загруженной смены.

Для сравнительной оценки полученного расчетного результата по цеху или предприятию в целом рекомендуется определять значение коэффициента спроса по активной мощности и число часов использования максимума и сопоставлять их с такими же показателями для аналогичных действующих установок.

Ниже приведены значения коэффициентов спроса по некоторым характерным предприятиям:

Металлургический завод	0,37
Алюминиевый завод	0,85
Глиноземный завод	0,78
Чугунолитейный завод	0,67
Завод синтетического каучука	0,5
Нефтехимический завод	0,65
Шинный завод	0,5
Автомобильное производство	0,48
Литейный завод автомобильного производства	0,67
Ремонтно-инструментальный завод автомобильного производства	0,65
Внеплощадочные объекты автомобильного производства	0,6
Агломерационный цех	0,77
Конверторный цех	0,59

Однако необходимо иметь в виду, что эти показатели могут служить лишь для ориентировочных расчетов. Для вновь проектируемых предприятий данной отрасли необходимо учитывать совершенствование технологии, более широкое внедрение электроэнергии в технологические процессы, переход к поточному автоматизированному производству и как следствие рост удельных нагрузок. Все это обычно приводит к увеличению $k_{\text{с}}$, и поэтому требуется систематически пересматривать приведенные в различных справочных материалах значения коэффициентов спроса на основе данных обследования вводимых в эксплуатацию предприятий.

Для учета посторонних потребителей необходимы данные об установленной мощности, о характере, сменности, сезонности и режиме производства и примерном числе электроприемников с указанием наиболее крупных из них или данные о средней нагрузке и о расчетном (получасовом) максимуме нагрузки, определенные по изложенной выше методике.

При отсутствии указанных данных нагрузку посторонних потребителей можно определить по удельным расходам электроэнергии.

Выбранные по полученным расчетным нагрузкам сечения линий и токопроводов и мощности трансформаторов необходимо проверить по их нагрузке в послеаварийном режиме. Число механизмов, остающихся в работе в послеаварийном режиме, и их загрузка устанавливаются по согласованию с технологами.

Более подробные указания по обеспечению питания электроприемников во время послеаварийного режима приведены в гл. 5.

Примеры расчета электрических нагрузок и расчетные таблицы, коэффициенты и другие показатели приведены в первом издании этой книги и в нормалях института Тяжпромэлектропроект, а также в [Л. 1-6].

В целях ускорения и повышения точности расчетов электрических нагрузок по методике, изложенной выше, могут быть применены цифровые вычислительные машины, в том числе для расчета в крупных узлах электроприемников с любым графиком нагрузки (см. Инструктивные указания института Тяжпромэлектропроект, № 8, 1974, с. 8—14; № 4, 1973, с. 13—18; № 8, 1972, с. 11—13).

4-7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ МЕТОДОМ ПРЯМОГО РАСЧЕТА

Приведенное в § 4-4 определение расчетной реактивной мощности исходя из расчетной активной мощности и характерного для данной группы электроприемников средневзвешенного значения коэффициента мощности формула (4-19) может привести к погрешностям в тех случаях, когда значения коэффициента мощности принимаются по ориентировочным опытным данным без учета развития данной отрасли промышленности. Имеется предложение [Л. 4-3] определять величину $Q_{\text{м}}$ по методу прямого расчета исходя из показателей $k_{\text{и}}$ и $k_{\text{в}}$, которые применяются при расчете активных нагрузок. Такой расчет может дать более точные результаты решения вопросов компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения.

Средняя реактивная мощность определяется по формуле

$$Q_{\text{см}}=\Sigma L_{\text{и}}Q_{\text{н}}, \qquad (4\text{-}24)$$

где $Q_{\text{н}}=\Sigma q_{\text{н}}$ — номинальная реактивная мощность группы электроприемников данной категории; $q_{\text{н}}$ — номинальная реактивная мощность одного электроприемника; $L_{\text{н}}=(\Sigma l_{\text{н}}q_{\text{н}})/Q_{\text{н}}$ — групповой коэффициент использования по реактивной мощности; $l_{\text{и}}=q_{\text{см}}/q_{\text{н}}$ — индивидуальный коэффициент использования по реактивной мощности.

Величины индивидуальных номинальных реактивных мощностей электроприемников $q_{\text{н}}$ находятся по значениям активных мощностей $p_{\text{н}}$, заводским и каталожным материалам и другим справочным данным.

Для наиболее распространенных массовых электроприемников определение величин $Q_н$ и $L_и$ можно производить по эмпирическим формулам

$$Q_н = 0{,}55P_н + 1{,}5n; \quad (4\text{-}25)$$

$$L_и = ak_в + bk_и, \quad (4\text{-}26)$$

где n — число электроприемников в группе; $k_в$ и $k_и$ — осредненные величины коэффициентов включения и использования для соответствующей категории электроприемников.

Для нормальных асинхронных двигателей мощностью 5—100 кВт можно принимать $a=0{,}56$; $b=0{,}37$; для других типов приемников можно применять формулы для $L_и$, аналогичные приведенной выше и устанавливаемые по соответствующим опытным данным одновременно с вычислением коэффициентов a, b.

Максимальные реактивные нагрузки $Q_м$ (длительностью обычно 30 мин) определяются по формуле

$$Q_м = L_м Q_{см}, \quad (4\text{-}27)$$

где $L_м$ — коэффициент получасового максимума реактивной мощности. Коэффициент $L_м$ определяется в зависимости от эффективного числа электроприемников $n_э$ по графикам рис. 4-3, т. е. так же, как и при расчете активной нагрузки, но для определения коэффициента $L_{30мин}$ выбирается та кривая, которая соответствует значению $k_и = l_и$, т. е. численно равному осредненному значению коэффициента использования по реактивной мощности $l_и$, значение $Q_м$ может быть определено по приближенной формуле $Q_м \approx 1{,}05Q_{см}$ для приемников с равномерным графиком нагрузки (насосы, вентиляторы и др.) при любом числе и мощности их, а также для приемников с неравномерным графиком нагрузки, но с длительностью цикла не более 30 мин.

Суммарное значение $Q'_м$ для предприятия в целом по значениям $Q_м$ для отдельных цехов определяется по формуле

$$Q'_м = l_Σ ΣQ_м,$$

где $l_Σ$ — коэффициент совмещения максимальных реактивных нагрузок, т. е. аналогичен применяемому для активных нагрузок. Значение $l_Σ$ выбирается с учетом режима работы цехов и характера графиков их реактивной нагрузки, но не должно быть менее 0,9.

Более подробные указания по методу прямого расчета реактивной мощности приведены в [Л. 4-3].

4-8. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК МАШИН КОНТАКТНОЙ СВАРКИ[1]

Приведенная ниже методика относится к аналитическому расчету электрических нагрузок при сварке. В дальнейшем по мере накопления опыта трудоемкие расчеты пиковой мощности и потерь напряжения целесообразно выполнять с помощью вычислительных машин.

Наиболее точные результаты расчета получаются при использовании в качестве исходных данных технологических графиков нагрузки сварочных машин или же потребляемых ими мощностей и коэффициентов включения машин. При отсутствии этих данных в качестве исходных принимаются паспортные данные сварочных машин (напряжение, фазность, мощность сварочных трансформаторов и их распределение по фазам для двух- или трехфазных машин) и среднестатистические расчетные коэффициенты загрузки и включения, полученные по данным обследований действующих установок. Необходимо также иметь планировку цеха, перечень сблокированных сварочных машин и знать режим работы машин: ручной, полуавтоматический, автоматический.

Расчет производится в следующем порядке:

1. Определяется ориентировочная эффективная мощность (нагрузка) S (кВ·А) машин контактной сварки по формуле

$$S_э = 1{,}05\sqrt{ΣS^2_3 k_в + 2(ΣS^2_1 k_в)}, \quad (4\text{-}28)$$

где $ΣS^2_3 k_в$ и $ΣS^2_1 k_в$ — соответствующие величины для групп трехфазных S_3 и однофазных S_1 машин; $k_в$ — коэффициент включения (отн. ед.), отражающий длительность включения машины в полном цикле сварки.

Примечание. Двухфазные машины со схемой соединения открытым треугольником приводятся к трехфазным с помощью коэффициента приведения 1,2, а при незначительном числе двухфазных машин — 1,5.

2. Выбираются число и мощность сварочных трансформаторов (см. гл. 8), производится размещение цеховых подстанций, намечается схема внутрицехового распределения электроэнергии и решается вопрос о предельной компенсации реактивной мощности.

3. Сварочные машины распределяются равномерно по фазам, причем:

а) при значительно отличающихся $k_в$ распределение производится по эффективной среднеквадратичной потребляемой мощности (кВ·А) машины $S_э = S_у k_з \sqrt{k_в}$;

б) при незначительно отличающихся $k_в$ — по средней потребляемой мощности машины $S_с = S_у k_з k_в$, где $S_у$ — установленная мощность сварочных трансформаторов машин (кВ·А) при номинальной паспортной продолжительности включения, которая указывается в паспорте машины; $k_з$ — коэффициент загрузки данной машины, отн. ед.; $k_в$ — см. выше;

в) при распределении по фазам стыковых машин контактной сварки пики-осадки допускается не учитывать;

г) при отсутствии данных по фактическим мощностям сварочных трансформаторов в плечах двухфазных и трехфазных машин допускается принимать равномерное распределение по фазам общей установленной мощности трансформаторов двухфазной или трехфазной машины;

д) неравномерность загрузки не должна превышать 15%.

4. Определяются индивидуальные пиковые токи $i_п$(А) каждой сварочной машины, причем:

а) если в качестве исходных данных приняты установленные мощности сварочных трансформаторов и среднестатистические значения $k_з$, расчеты производятся по формулам:

для однофазных машин

$$i_п = \frac{S_у k_з}{U_н};$$

для двухфазных машин, включенных по схеме открытого треугольника,

$$i_п = \frac{\sqrt{3} S_у k_з}{2U_н} \text{ — для общей фазы;}$$

$$i_п = \frac{S_у k_з}{2U_н} \text{ — для остальных фаз;}$$

для трехфазных машин

$$i_п = \frac{S_у k_з}{\sqrt{3} U_н};$$

[1] Составлен на базе «Руководящих указаний», разработанных институтом Тяжпромэлектропроект (автор Л. Б. Годгельф). В этой работе даны необходимые расчетные формуляры и примеры определения всех расчетных величин.

б) если в качестве исходных данных используются графики нагрузки машин или расчетные технологические данные, расчеты производятся по формулам:

для однофазных машин

$$i_{\text{п}} = \frac{S_{\text{п}}}{U_{\text{н}}};$$

для двухфазных машин, включенных в открытый треугольник,

$i_{\text{п}} = \frac{\sqrt{3}S_{\text{п}}}{2U_{\text{н}}}$ — для общей фазы;

$i_{\text{п}} = \frac{S_{\text{п}}}{2U_{\text{н}}}$ — для остальных фаз;

для трехфазных машин

$$i_{\text{п}} = \frac{S_{\text{п}}}{\sqrt{3}U_{\text{н}}},$$

где $S_{\text{п}}$ — пиковая мощность машины, кВ · А.

Примечание. Двух- и трехфазные многоточечные машины, плечи которых, присоединенные к разным фазам, включаются разновременно, следует рассматривать как группы однофазных сварочных машин соответствующей мощности.

5. Определяются средние нагрузки питающих линий как арифметическая сумма средних токов всех машин, подключенных к данной фазе по формуле

$$I_{\text{ср}} = \sum i_{\text{ср}}, \qquad (4\text{-}29)$$

где $i_{\text{ср}} = i_{\text{п}} k_{\text{в}}$ — средняя нагрузка отдельной сварочной машины; $i_{\text{п}}$ — ток, потребляемый этой машиной за время сварки.

Примечание. Для многоточечной сварочной машины средняя нагрузка равна:

$$i_{\text{ср}\Sigma} = \Sigma i,$$

где $i_{\text{ср}} = i_{\text{п}} k_{\text{в}}$ — средняя нагрузка, создаваемая ступенью каждого пика нагрузочной диаграммы за один цикл сварки; $i_{\text{п}}$ — ток одной ступени; $k_{\text{в}} = t_{\text{в}}/t_{\text{у}}$ — относительная продолжительность сварки одной ступени; $t_{\text{в}}$ — длительность сварки одной ступени; $t_{\text{у}}$ — длительность одного цикла сварки многоточечной машины.

6. Уточняется эффективная нагрузка по группам сварочных машин по средней нагрузке, определенной по п. 5:

$$I_{\text{э}} = \sqrt{I^2_{\text{ср}} + DI}, \qquad (4\text{-}30)$$

где $I_{\text{ср}}$ — средняя нагрузка фазы; $DI = \Sigma i^2_{\text{п}} k_{\text{в}}$ — дисперсия нагрузки фазы.

7. Определяется максимальный пик тока $I_{\text{макс}}$ по суммарной нагрузке машин, совпавших по времени в работе (с определенной вероятностью). Если в группе имеются сблокированные машины, то число машин, участвующих в образовании пика тока, соответственно сокращается. Определение производится по методике, основанной на применении двухступенчатой модели упорядоченной диаграммы (УД) нагрузок, представленной на рис. 4-5. Ступени $i_{\text{п}}$ упорядоченной диаграммы расположены в порядке убывания, начиная с наибольшего тока $i_{\text{макс}}$ и кончая наименьшим током $i_{\text{мин}}$. По двухступенчатой модели определяется приведенное число сварочных машин, участвующих в образовании максимального пика тока. При выполнении отдельных расчетов построения двухступенчатой модели УД не требуется.

Расчет производится в следующем порядке:

а) определяется усредненное значение коэффициента включения $k_{\text{в}}$ всех n сварочных машин, входящих

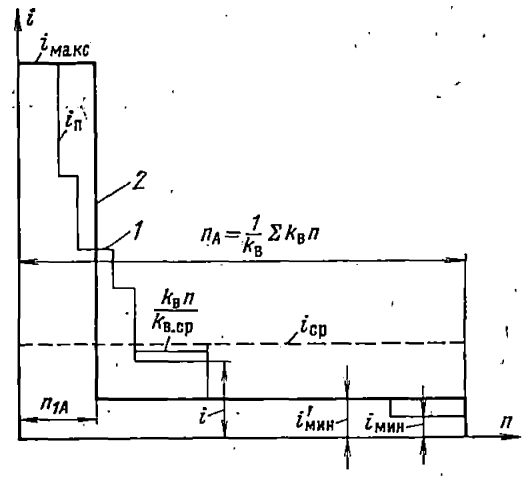


Рис. 4-5. Упорядоченная диаграмма нагрузок машин и ее двухступенчатая модель для фазы A питающей линии.

1 — упорядоченная диаграмма; *2* — модель.

в группу по формуле $k_{\text{в}} = \Sigma k_{\text{в}}/n$, где $k_{\text{в}}$ — коэффициенты включения отдельных машин, причем для многоточечной сварочной машины принимается сумма $k_{\text{в}}$ всех ступеней сварки ($k_{\text{п}\Sigma} = \Sigma k_{\text{в}}$);

б) определяется площадь F упорядоченной диаграммы нагрузок данной группы машин;

в) определяется условное число машин n_1 с максимальным пиком $i_{\text{макс}}$ по формуле

$$n = \frac{F - n i_{\text{мин}}}{i_{\text{макс}} - i_{\text{мин}}}.$$

Примечания: 1. Значение $i_{\text{мин}}$ определяется без учета машин, для которых соответствующая им доля площади не превышает 5%.

2. Значение n_1 округляется до ближайшего целого числа;

г) рассчитывается усредненное значение коэффициента включения $k'_{\text{в}}$ для наибольших машин n_1 данной группы по формуле

$$k'_{\text{в}} = \frac{1}{n_1} \sum_{1}^{n_1} k_{\text{в}};$$

д) по кривым рис. 4-6 определяются:

вероятное максимальное число одновременно включенных машин m из общего их числа n, присоединенных к данной питающей линии в функции $m = f(n;\ k_{\text{в}})$;

число одновременно включенных машин m_1 с максимальной нагрузкой $i_{\text{макс}}$ в функции $m_1 = f(n_1;\ k'_{\text{в}})$;

е) определяется расчетный пик тока

$$I_{\text{макс}} = 0{,}94\,[m_1 i_{\text{макс}} + (m - m_1)\, I_{\text{мин}}],$$

где 0,94 — поправочный коэффициент, учитывающий снижение суммарного тока в момент совпадения работы машин по времени, включенных на разные фазы (например, AB и CA).

8. Производится определение максимальной потери напряжения в следующем порядке:

а) определяется полное сопротивление питающей сети

$$Z = (r_{\text{тр}} + r_0 l)\cos\varphi + (x_{\text{тр}} + x_0 l)\sin\varphi,$$

где $r_{\text{тр}}$ и $x_{\text{тр}}$ — соответственно активное и индуктивное сопротивления цехового трансформатора; r_0 и x_0 — со-

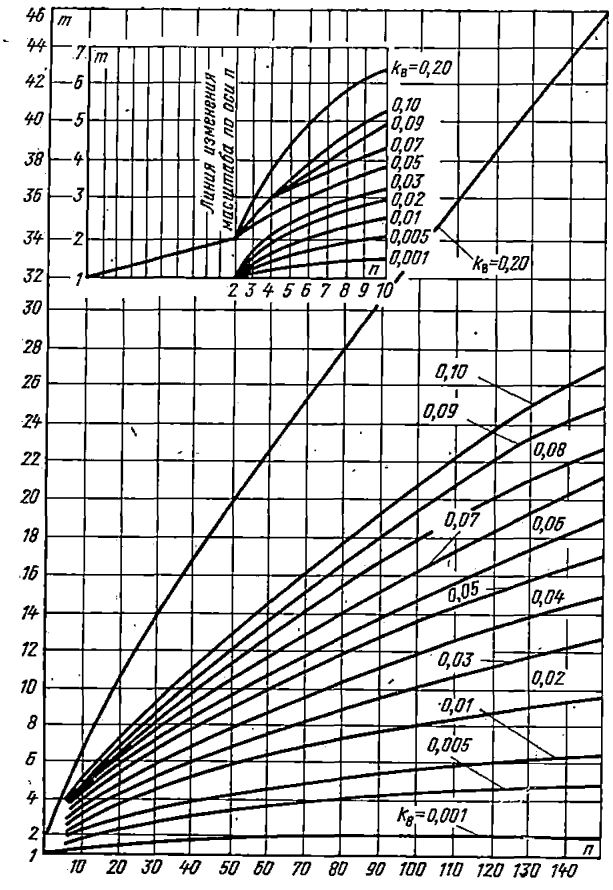


Рис. 4-6. Расчетные графики для определения вероятного максимального числа одновременно включенных машин.

ответственно активное и индуктивное сопротивления питающей магистрали на единицу длины; расчетная величина коэффициента мощности для всех сварочных машин принимается равной 0,6;

б) определяется значение потери напряжения ΔU, вызываемое каждой машиной:

$$\Delta U = aZi_{\text{п}}, \qquad (4\text{-}31)$$

где a — коэффициент, учитывающий взаимное положение потерь напряжения в различных питающих линиях от нагрузок различных фаз машин (табл. 4-6).

Таблица 4-6

Фазность машин	ΔU_{AB}	ΔU_{BC}	ΔU_{CA}
Однофазные сварочные машины			
AB	2	0,5	0,5
BC	0,5	2	0,5
CA	0,5	0,5	2
Двухфазные сварочные машины			
AB, BC	2,4	2,4	$\sqrt{3}$
AB, CA	2,4	$\sqrt{3}$	2,4
BC, CA	$\sqrt{3}$	2,4	2,4
Трехфазные сварочные машины			
ABC	—	$\sqrt{3}$	—

Суммарная потеря напряжения в каждый момент времени пропорциональна числу машин, совпавших по времени в работе, и их фиктивным нагрузкам. Поэтому определение усредненных потерь напряжения $\Delta\overline{U}$ производится аналогично расчету максимальной нагрузки по следующим формулам:

в линии к отдельной машине $\Delta\overline{U} = k_{\text{в}}\Delta U$;

в линии, питающей группу машин, $\Delta\overline{U} = \Sigma k_{\text{в}}\Delta U$.

Среднее значение $k_{\text{в}}$ фиктивных нагрузок может быть принято одинаковым для всех междуфазных напряжений, так как оно определяется для всего числа машин, входящих в группу, независимо от распределения их по фазам и мощностям, т. е.

$$k_{\text{в}AB} = k_{\text{в}BC} = k_{\text{в}CA} = \frac{1}{n}\sum_{1}^{n} k_{\text{в}}.$$

Максимально допустимая величина потери может быть принята до 10%.

ГЛАВА ПЯТАЯ

СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

5-1. СХЕМЫ ПИТАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЕЙ

Требования, предъявляемые к схемам электроснабжения и к источникам питания, многообразны. Они зависят от величины предприятия и от потребляемой им мощности. В указаниях [Л. 1-3] по электроснабжению промышленных предприятий принята следующая условная градация объектов:

крупные с установленной мощностью электроприемников 75—100 МВт и более;

средние с установленной мощностью в диапазоне от 5—7,5 до 75 МВт;

небольшие (мелкие) с установленной мощностью до 5 МВт.

Госплан СССР и Госстрой установили стоимостные критерии для определения понятия крупных и сложных предприятий и сооружений разных отраслей народного хозяйства.

К крупным предприятиям и сооружениям отнесены предприятия и сооружения, стои-

мость строительства, которых равна или более величин, установленных Госпланом СССР и Госстроем СССР. К сложным отнесены предприятия и сооружения, в проектах которых впервые применяются принципиально новая технология производства, не имеющая аналогов, уникальное технологическое оборудование, а также здания, в которых преобладают новые строительные конструкции, или предприятия и сооружения, осуществление строительства которых намечается в особо сложных геологических или гидрогеологических условиях.

По крупным и сложным предприятиям и сооружениям технико-экономические обоснования проектирования и строительства подлежат утверждению министерствами, ведомствами СССР и советами министров союзных республик по согласованию с Госпланом СССР и Госстроем СССР.

При построении схемы электроснабжения необходимо учитывать ряд специфических факторов, свойственных отдельным промышленным предприятиям, в частности наличие зон с загрязненной и агрессивной средой (см. § 5-5), наличие «особых групп электроприемников, требующих повышенной надежности питания» (см. § 5-4), наличие электроприемников с резкопеременной ударной нагрузкой (см. гл. 7) и др. Эти факторы вызывают дополнительные требования к системам электроснабжения.

Нужно знать и учитывать специфические особенности работы отдельных производств, в частности их наиболее ответственных агрегатов, нормальное функционирование которых обеспечивает бесперебойность технологических процессов. Необходимо отметить, что технологический фактор при определении степени бесперебойности питания и установлении структурной схемы электроснабжения все еще недостаточно учитывается при проектировании. Между тем недоучет этого фактора вследствие плохого знания технологии может привести как к недостаточному резервированию, так и к неоправданным затратам на излишнее резервирование.

Источники питания предприятия электроэнергией следует приближать к электроустановкам потребителей, благодаря чему уменьшается количество сетевых звеньев и ступеней промежуточной трансформации и коммутации. Это делается путем внедрения «глубоких вводов» (5-2), применения повышенных напряжений питающих и распределительных сетей (6-1), дальнейшего развития принципа разукрупнения (дробления) подстанций, включая подстанции 110—220 кВ (8-1), радикального упрощения схем коммутации узловых и цеховых подстанций (8-5), внедрения высоковольтных и низковольтных шинных и кабельных магистралей и воздушных линий.

Основными источниками электроснабжения большинства промышленных предприятий являются сети районных энергетических систем.

Мощность районных электростанций непрерывно растет. Стоимость установленного киловатта и выработанной электроэнергии таких мощных станций теперь значительно ниже по сравнению с прежними относительно небольшими районными станциями. Поэтому заводские станции сравнительно небольшой мощности становятся все менее рентабельными по сравнению с районными станциями энергетических систем. Их сооружение может явиться целесообразным или экономичным только на предприятиях с большим теплопотреблением, когда они служат для комбинированного снабжения предприятия электроэнергией и теплом, производя электроэнергию в соответствии с графиком тепловых нагрузок. Примером могут служить некоторые предприятия химической промышленности, на которых основным источником питания может являться собственная ТЭЦ. Но и в этом случае обязательно должна быть предусмотрена связь с энергосистемой (см. также стр. 6, 7).

Сооружение собственного источника питания может также потребоваться или оказаться целесообразным:

при размещении предприятий в удаленных районах, не имеющих связи с энергосистемой, или же при недостатке мощности в энергосистеме данного района;

при наличии специальных требований к бесперебойности питания, когда собственный источник питания необходим для резервирования или как аварийный;

при наличии на объекте «отбросного» топлива (газы, опилки и т. п.) и целесообразности его использования для электростанций.

Мощность собственного источника определяется его назначением. Она может быть равной или превышать мощность, необходимую предприятию, или же быть равной мощности послеаварийного режима (около 15—25% потребной мощности).

Вопросы, связанные с сооружением собственного источника питания и его мощностью, должны решаться по согласованию с соответствующей энергосистемой на основе анализа общего состояния энергетики данного района.

Собственные электростанции, за исключением очень мелких или удаленных, должны быть электрически связаны с ближайшими

районными или другими электрическими сетями. Связь заводских электростанций с энергетическими системами осуществляется или непосредственно на шинах генераторного или повышенного напряжения электростанций или же через отдельные приемные пункты (ГПП, ЦРП, РП), которые связываются с электростанцией на первичном или вторичном напряжении.

Первый вид связи применяется на относительно небольших объектах с компактным размещением нагрузок при отсутствии специальных требований к бесперебойности питания и при небольшой мощности, получаемой от энергетической системы. Второй вид связи рекомендуется при наличии повышенных требований к надежности питания и при достаточной располагаемой мощности внешних источников, а также при наличии удаленных от собственной станции групп потребителей, около которых целесообразно сооружение собственного пункта приема электроэнергии от энергетической системы.

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

Так как в большинстве случаев мощность собственной станции недостаточна для покрытия всей нагрузки предприятия, то, кроме соблюдения упомянутых условий, необходимо, чтобы при выходе из работы одного из трансформаторов связи оставшаяся суммарная мощность трансформаторов связи и генераторов собственной станции обеспечивала питание всех электроприемников 1-й категории и основных потребителей 2-й категории.

На связях целесообразно предусматривать делительную защиту, отделяющую заводскую электростанцию от энергосистемы при авариях в последней, связанных с потерей значительных генерирующих мощностей, снижением частоты и нарушением устойчивости и качаниями. Если такой защиты не предусмотреть, то вся нагрузка района ляжет на сравнительно маломощную заводскую станцию, а она тоже будет вынуждена отключиться и произойдет полное погашение предприятия. Однако устройство делительной защиты нужно согласовывать с энергосистемой, так как в некоторых случаях связь с заводской электростанцией бывает необходима для разворота электростанции энергосистемы после крупной аварии.

Все вопросы питания электроэнергией промышленных предприятий независимо от наличия или отсутствия собственного источника должны решаться проектной организацией путем совместной проработки их с энергосистемой и с организацией, выполняющей проект электроснабжения данного района с учетом перспективы развития. Схемы и технические параметры источников питания (ИП) предприятия и технические условия энергосистемы должны подвергаться анализу с точки зрения обеспечения надежного питания, резервирования, качества электроэнергии и дальнейшего развития предприятия. Так, например, две системы шин на ИП, если одна из них (рабочая) не секционирована, не являются независимым источником питания как по существу, так и по определению независимого источника, приведенному в § 1-2-7 ПУЭ.

Дело в том, что при повреждении рабочей несекционированной системы шин отключаются все линии, питающие данное предприятие, и питание может быть восстановлено лишь после переключения этих линий на вторую неповрежденную систему шин, что займет значительное время, так как не может быть автоматизировано. Следовательно, требования к надежности питания нагрузок 1-й категории не обеспечены.

Для повышения надежности и удовлетворения требований ПУЭ нужно в этом случае разделить все отходящие линии между двумя системами шин, которые будут являться как бы двумя секциями сборных шин, а шиносоединительный выключатель будет играть роль секционного. Последний может быть или постоянно отключен и автоматически включаться, или же постоянно включен и автоматически отключаться при аварии. Такую систему называют системой с фиксированным присоединением линий.

При таком режиме работы схемы даже при повреждении одной системы шин отключается только половина потребителей, которая затем может быть переключена на вторую, здоровую систему шин, и питание полностью восстановится. Основные требования к источникам питания приведены в гл. 3.

Нагрузка между источниками питания предприятия распределяется в зависимости от их мощности, удаленности, экономичности и от

сезонности работы предприятия. Источники маломощные, неэкономичные или удаленные обычно используются только для резервирования.

Указанные обстоятельства существенным образом влияют на выбор схемы электроснабжения предприятия и на выбор напряжения питающих линий.

Ранее, когда собственная электростанция могла полностью удовлетворять потребность в электроэнергии всего предприятия, вся передача и распределение энергии на относительно небольшие расстояния в пределах заводской площадки происходили обычно при генераторном напряжении 6—10 кВ.

В настоящее же время, когда основное электроснабжение производится от сетей энергетических систем, а мощности и территории предприятий резко возросли, для питающих сетей предприятий широко применяются более высокие напряжения (35—330 кВ).

В зависимости от общей схемы электроснабжения, величины потребной мощности, территориального размещения нагрузок, требуемой степени бесперебойности, а также от наличия или отсутствия собственного источника питание от энергосистемы может быть подведено:

а) к одному общему для всего предприятия приемному пункту (УРП, ГПП, ЦРП, РП);

б) к двум и более приемным пунктам;

в) по схеме глубокого ввода на территорию предприятия сквозной магистрали (воздушной или кабельной) для непосредственного присоединения к ней трансформаторных подстанций без сооружения промежуточных узлов (ГПП, ЦРП и т. п.).

Схемы с одним приемным пунктом электроэнергии применяются, как правило, на небольших и средних предприятиях при отсутствии специальных требований к бесперебойности питания и при относительно компактном расположении нагрузок. При нагрузках 1-й категории необходимо секционирование шин приемного пункта и питание каждой секции по отдельной линии.

Схемы с двумя и более приемными пунктами электроэнергии применяются:

при наличии специальных требований к бесперебойности питания или при преобладании нагрузок 1-й категории;

при наличии на объекте двух или более относительно мощных и обособленных групп потребителей;

при развитии предприятия этапами в тех случаях, когда для питания нагрузок второй очереди целесообразно (по их территориальному размещению) сооружение дополнительного приемного пункта электроэнергии;

во всех других случаях, когда применение нескольких приемных пунктов является экономически целесообразным, например в тех случаях, когда эти приемные пункты выполняют одновременно функции РП, что удешевляет систему электроснабжения.

Тип приемного пункта зависит от подводимой мощности и величины напряжения питания. Если мощность предприятия велика, источник питания удален, и следовательно, подводимое напряжение выше напряжения распределительной сети, то прием энергии на крупных предприятиях производится:

на узловых распределительных подстанциях (УРП) 110—500 кВ (иногда с частичной трансформацией) для дальнейшего распределения энергии между подстанциями глубоких вводов (ПГВ) 110—220 кВ;

на главных понизительных подстанциях, на которых энергия трансформируется в напряжение распределительной сети 6 или 10 кВ.

При близком расположении источника питания, когда напряжение питающих линий совпадает с напряжением заводской распределительной сети, прием электроэнергии производится непосредственно на распределительные пункты (РП), число которых зависит от величины и территориального размещения основных нагрузок предприятия.

На небольших предприятиях прием электроэнергии осуществляется на одну из трансформаторных подстанций, совмещенных с распределительным пунктом.

Все пункты приема электроэнергии от энергетической системы, а также эти пункты и собственные электростанции должны быть связаны между собой кабельными или воздушными линиями или же токопроводами на первичном или вторичном напряжении. При значительной мощности и длине связей они выполняются на повышенном напряжении (110—220 кВ).

Связи на вторичном напряжении целесообразны тем, что при этом резервируются не только сети, но и питающие их трансформаторы ГПП. При большой мощности связей на вторичном напряжении их выгодно делать при помощи токопроводов (см. § 5-3). Иногда при небольших мощностях связей, в частности при развитой системе глубоких вводов и дроблении ГПП, связи целесообразно делать путем смыкания ближайших концевых участков сетей вторичного напряжения, питаемых от разных ГПП; это наиболее дешевый способ связей.

Если шины станции секционированы и секции при нормальном режиме не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключаемую при нарушении нормальной работы одной из секций, то сооружение отдельного приемного пункта для связи с энергосистемой с точки зрения надежности электроснабжения не требуется, если это не вызывается соображениями, изложенными выше.

Расстояние между пунктами приема электроэнергии от постороннего источника, а также между последними и собственными источниками зависит от мощности предприятия, характера генплана и от размещения электрических нагрузок.

Определение числа и пропускной способности питающих линий, а также выбор числа и мощности трансформаторов[1] на приемных трансформаторных подстанциях производятся с учетом очередности пуска отдельных объектов и перспектив развития предприятия с таким расчетом, чтобы в случае выхода из работы одной из питающих линий или одного из трансформаторов оставшиеся (с учетом допустимой перегрузки) обеспечили питание всех потребителей 1-й категории и основных нагрузок 2-й категории.

Основными электроприемниками 2-й категории являются такие, бесперебойная работа которых необходима для функционирования основных производств предприятий при трехсменной работе. К выделению группы основных электроприемников 2-й категории нужно подходить очень осмотрительно и не допускать необоснованного ее завышения. В тех случаях, когда недоотпуск продукции из-за перерыва питания может быть восполнен путем применения мероприятий, упомянутых в § 3-2, резервирование нагрузок 2-й категории осуществляется в соответствии с § I-2-29 ПУЭ. При отсутствии точных данных о мощности нагрузок 1-й и 2-й категорий оставшиеся в работе линии предварительно выбираются на покрытие примерно 60—80% всей расчетной нагрузки с уточнением в последующих стадиях проектирования. Полное резервирование предусматривается лишь в тех случаях, когда все нагрузки относятся к 1-й категории. Следовательно, питание электроэнергией предприятий с нагрузками 1-й категории и в большинстве случаев 2-й категории осуществляется не менее чем по двум линиям.

Правила устройства электроустановок допускают производить питание нагрузок 2-й категории по одной воздушной линии напряжением 6 кВ и выше. При кабельной прокладке допускается питание по одной линии, если она выполняется не менее чем из двух кабелей, присоединенных через отдельные разъединители (см. рис. 5-10,*б*).

Если ВЛ присоединяется к питаемой ею подстанции при помощи кабельной вставки, то последняя должна выполняться двумя кабелями, каждый из которых рассчитан на полную нагрузку ВЛ. Применение одного кабеля не допускается, так как его ремонт или замена требуют значительно большего времени, чем ремонт поврежденного элемента ВЛ. Присоединение кабельных вставок к ВЛ выполняется непосредственно, без установки разъединителей.

Много споров вызывает надежность двухцепных воздушных линий с точки зрения обеспечения питания нагрузок 1-й категории. В большинстве случаев питание потребителей 1-й категории по одной двухцепной линии можно допустить, если на предприятии нет таких электроприемников, внезапные перерывы питания которых угрожают жизни людей, а также взрывами и разрушениями основного технологического оборудования, т. е. таких электроприемников, бесперебойная работа которых абсолютно необходима для безаварийного останова производства (см. § 5-4). Двухцепные линии можно допустить и при наличии таких электроприемников, если для них предусмотрен специальный аварийный источник небольшой мощности, достаточной для безаварийного останова производства. При выборе типа линии нужно учитывать также район гололедности, условия прохождения линии и режим работы предприятия. Если трасса ВЛ проходит по труднопроходимым участкам или местам, где имеет место большая вероятность повреждения, например участки, затопляемые во время паводка или заболоченные, то при высоких требованиях к надежности лучше применить две одноцепные линии. Две одноцепные линии, в частности, нужно применять и в тех случаях, когда условия производства не позволяют делать перерыв питания на время выполнения ремонтных работ, если для выполнения этих работ по условиям безопасности потребуется отключать обе цепи линии.

Поэтому вопрос о допустимости двухцепной линии на общих опорах должен решаться в каждом отдельном случае с учетом сказанного выше.

В некоторых случаях целесообразно делать технико-экономическое сравнение экономии, получаемой от применения двухцепной линии, с ущербом от перерыва питания при аварии на этой линии. При таком технико-экономическом сравнении нужно исходить из выявленной аварийной статистикой удельной повреж-

[1] Подробно о выборе трансформаторов сказано в гл. 8.

даемости линий разных напряжений с учетом климатических условий, типа опор, марки проводов и т. п. Допускается подвеска одной цепи на двухцепных опорах с последующим добавлением второй цепи при росте электрической нагрузки.

Для наиболее экономичного решения системы электроснабжения в целом необходимо:

во всех случаях использовать возможность совмещения узловой подстанции 110—550 кВ предприятия с районной подстанцией энергосистемы и не допускать дублирования элементов электроснабжения в энергосистеме и на проектируемых предприятиях;

в проектах ТЭЦ, ГПП и других источников питания данного предприятия учитывать потребность в электроэнергии всех близлежащих внезаводских потребителей района и, в частности, сельскохозяйственных нагрузок во избежание необоснованных затрат на локальное электроснабжение этих потребителей. Особое значение это имеет для районов, недостаточно охваченных электрификацией;

в целях сокращения расходов на питание и резервирование и для наиболее оптимального решения системы электроснабжения широко применять связи между электрическими сетями различных ведомств, а также объединение питания промышленных, коммунальных и других потребителей, особенно для объектов небольшой и средней мощности, в соответствии с рекомендациями, изложенными в § 1-1;

питание предприятий осуществлять по упрощенным схемам с применением подстанций с простейшими схемами и конструкциями без сборных шин и выключателей на первичном напряжении (см. § 8-3) с преимущественно открытой установкой трансформаторов возле питаемых ими объектов и с шинными выводами вторичного напряжения.

В заключение этого параграфа необходимо отметить главнейшие принципы, по которым строится схема электроснабжения на всех ее ступенях и которые положены в основу дальнейшего изложения предмета.

Первый (и основной) принцип заключается в максимальном приближении источников высокого напряжения к электроустановкам потребителей, благодаря чему сводятся к минимуму количество сетевых звеньев и число ступеней промежуточной трансформации и коммутации.

Второй принцип состоит в отказе от «холодного» резерва. Специальные резервные, нормально не работающие линии и резервные трансформаторы, установленные на подстанции, как правило, не должны предусматриваться. Резерв закладывается в самой схеме электроснабжения, в которой все элементы должны нести постоянную нагрузку, а при послеаварийном режиме при повреждении одного из элементов остальные должны быть в состоянии воспринять на себя нагрузку временно выбывшего элемента путем перераспределения ее между оставшимися в работе частями сети с использованием допускаемой правилами перегрузочной способности электрооборудования (см. ПУЭ § I-2-37 и I-3-5).

При этом определение числа и пропускной способности питающих линий и связей по нагреву при нормальном и послеаварийном режиме, а также выбор числа и мощности трансформаторов производятся с учетом очередности пуска отдельных объектов и перспективы развития предприятия. При выходе из работы одной из питающих линий оставшиеся линии и связи должны обеспечить питание всех электроприемников 1-й и основных электроприемников 2-й категории, бесперебойная работа которых необходима для функционирования основных производств. При этом необоснованное завышение мощности группы электроприемников 2-й категории, требующих повышенного резервирования, не должно допускаться.

При такой системе снижаются потери электроэнергии, а надежность электроснабжения не только уменьшается, а даже увеличивается, так как:

исправность нагруженных кабелей и трансформаторов постоянно самоконтролируется, а ненагруженный кабель или трансформатор при включении под нагрузку в критический момент может отказать в работе вследствие каких-либо неисправностей, которые могли образоваться в течение долгого его бездействия и остаться незамеченными;

восстановление питания потребителей происходит автоматически с использованием простейшей автоматики на переменном оперативном токе. Автоматика позволяет также отключить неответственных потребителей от подстанций на время послеаварийного режима, если каждая питающая линия или трансформатор (с учетом перегрузки) не рассчитана на полное резервирование.

Третьим принципом является глубокое секционирование всех звеньев системы электроснабжения, начиная от шин УРП, ГПП и ТЭЦ и кончая сборными шинами низкого напряжения цеховых подстанций, а иногда и цеховых силовых распределительных пунктов. На секционных аппаратах предусматриваются простейшие схемы АВР. Это значительно повышает надежность питания (см. § 10-1).

Четвертым принципом является выбор режима работы элементов системы электро-

снабжения: линий, токопроводов, трансформаторов.

До последнего времени безоговорочно рекомендовался режим раздельной работы упомянутых элементов, так как при этом существенно снижается ток короткого замыкания и упрощается коммутация и релейная защита на трансформаторах и на вводах, где в некоторых случаях устанавливается только разъединитель или выключатель нагрузки или даже осуществляется глухое присоединение трансформаторов.

Схемы, предусматривающие длительную параллельную работу, применялись редко при очень высоких требованиях к бесперебойности питания, когда автоматическое включение резерва не удовлетворяет требованиям режима работы электроприемников, например, в отношении быстродействия восстановления питания.

В настоящее время в вопросе о параллельной работе появились новые веяния. Практика последнего времени показала, что при раздельной работе с применением АВР не всегда удается добиться необходимого быстродействия восстановления питания. На подстанциях с мощными синхронными двигателями нужно считаться с затяжкой времени действия АВР, выполняемого по схеме с пуском по напряжению. Применение схемы с пуском по напряжению и по частоте хотя и улучшает положение, но не всегда обеспечивает своевременное действие АВР с точки зрения самозапуска электродвигателей. Иногда схема действует неселективно. При питании секций подстанции от разных источников имеется опасность несинхронных включений при действии АВР.

Увеличились число и мощности электроприемников с большими и частыми толчками активной и реактивной нагрузки, передающимися в питающую электрическую сеть и вызывающими в ней соответствующие колебания напряжения, а иногда и частоты, недопустимые для других потребителей электроэнергии, питаемых от этой сети.

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

Параллельная работа может оказаться целесообразной и необходимой:

при питании ударных резкопеременных нагрузок: электроприводы прокатных станов, электропечи, крупная электросварка;

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

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

Параллельная работа требует повышения качества электрооборудования и, в частности, повышения его отключающей и пропускной способности, что связано с увеличением затрат. Поэтому необходимость применения параллельной работы требует в каждом отдельном случае технико-экономической проработки с учетом всех факторов, отмеченных выше и в гл. 7 и 8, и необходимой степени бесперебойности электроснабжения и эксплуатационной надежности той и другой схемы. Поэтому приведенные выше общие рекомендации о применении раздельной работы элементов сохраняются.

Для полноты картины следует отметить, что при раздельной работе трансформаторов в них могут быть несколько большие потери по сравнению с параллельной работой из-за возможной неравномерности их нагрузки.

Послеаварийный режим. Для правильного решения вопросов электроснабжения необходимо четко определить режимы, возникающие во время аварии и в периоды, непосредственно следующие после аварии. Необходимо различать режимы: аварийный и послеаварийный. Под аварийным режимом подразумевается кратковременный переходный режим, вызванный нарушением нормального режима работы системы электроснабжения или ее отдельных звеньев и продолжающийся до отключения поврежденного звена или элемента. Продолжительность аварийного режима определяется в основном временем действия релейной защиты, автоматики и телеуправления. Под послеаварийным режимом следует понимать режим, возникающий после отключения упомянутых поврежденных элементов системы электроснабжения, т. е. после ликвидации аварийного режима. Он гораздо более длителен, чем аварийный режим, и продолжается впредь до восстановления нормальных условий работы, т. е. нормального режима. Систему электроснабжения в целом нужно строить таким образом, чтобы она при послеаварийном режиме обеспечивала функционирование основных производств предприятия после необходимых переключений и пересоединений. При этом используются все дополнительные источники и возможности резервирования, в том числе и те, которые в нормальном режиме нерентабельны (различные пере-

мычки, связи на вторичных напряжениях и др.). При послеаварийном режиме допустимо частичное ограничение подаваемой мощности; возможны кратковременные перерывы питания электроприемников 3-й и частично 2-й категории на время упомянутых переключений и присоединений, а также позволены отступления от нормальных уровней, отклонений и колебаний напряжения и частоты в пределах допусков, регламентированных ГОСТ 13109-67 на нормы качества электрической энергии (см. гл. 7). Если же невозможно полное сохранение в работе всех основных производств в течение послеаварийного периода, то нужно обеспечить хотя бы сокращенную работу предприятия с ограничением мощности или в крайнем случае поддержание производства в состоянии горячего резерва с тем, чтобы после восстановления нормального электроснабжения предприятие могло быстро возобновить свою работу по заданной производственной программе. Поэтому в схеме электроснабжения выделяются ответственные нагрузки, питание которых должно быть обеспечено при проведении энергосистемой аварийных разгрузок, т. е. при уменьшении подаваемой мощности.

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

5-2. ГЛУБОКИЕ ВВОДЫ

Глубоким вводом называется система электроснабжения с максимально возможным приближением высшего напряжения (35—220 кВ) к электроустановкам потребителей с минимальным количеством ступеней промежуточной трансформации и аппаратов.

В настоящее время эта прогрессивная система прочно вошла в повседневную практику. На предприятиях средней мощности линии глубоких вводов вводятся непосредственно от сети энергосистемы. На более крупных предприятиях линии глубоких вводов отходят от УРП или ГПП.

Линии глубоких вводов проходят по территории предприятия в виде радиальных кабельных или воздушных линий электропередачи или магистралей с ответвлениями к наиболее крупным пунктам потребления электроэнергии. Таким образом, прием электроэнергии децентрализуется, т. е. производится не одной ГПП, как это было ранее, а несколькими подстанциями глубоких вводов (ПГВ) 35, 110 или 220 кВ, расположенных близко от питаемых ими нагрузок. Происходит разукрупнение главных понизительных подстанций. Внешняя питающая сеть сливается с распределительной сетью первой ступени, распределение электроэнергии на первой ступени происходит при повышенном напряжении, т. е. с минимальными потерями энергии и наименьшими затратами проводникового металла. Конечно, степень разукрупнения ГПП должна согласовываться с местными условиями и родом промышленности и обосновываться технико-экономическими расчетами.

Разукрупнение подстанций дает возможность применения в отдельных случаях однотрансформаторных ПГВ, если возможно обеспечить аварийное питание нагрузок 1-й категории по связям вторичного напряжения с другими ПГВ или с ТЭЦ или же другими способами, а также при наличии централизованного резерва, обеспечивающего быструю замену поврежденного трансформатора.

Необходимость и мощность связей по вторичному напряжению между ПГВ определяются в зависимости от местных условий с соответствующим технико-экономическим обоснованием. Необоснованное завышение мощности связей допускать не следует.

Число ПГВ 35—220 кВ следует принимать в зависимости от плотности размещения и концентрации электрических нагрузок.

Наибольший эффект принцип разукрупнения подстанций дает при нагрузках, размещенных во многих пунктах на большой территории, например на горнообогатительных комбинатах, карьерах, и т. п., на которых число подстанций, подключаемых к линиям глубоких вводов, доходят до 10—12. На предприятиях с более концентрированными нагрузками, там, где имеются крупные электропечи, мощные электродвигатели, электролизные ванны и т. п., мощность приемных подстанций 35—220 кВ более значительна, а их число меньше (до трех-четырех).

Подстанции глубоких вводов выполняются по простой схеме — без выключателей и сборных шин на стороне первичного напряжения (см. гл. 8). Их целесообразно размещать рядом с обслуживаемыми ими производственными корпусами, а их распределительные устройства 6—10 кВ рекомендуется встраивать прямо в эти корпуса.

Основным условием успешного внедрения глубоких вводов 110—220 кВ является предельная компактность подстанций, что достигается простейшими схемными и конструктивными решениями.

При системе глубоких вводов не нужны промежуточные распределительные пункты РП, необходимые при крупной ГПП; их функции теперь выполняют распределительные устройства вторичного напряжения 6—10 кВ ПГВ 110—220 кВ; таким образом, отпадает

звено коммутации и одно промежуточное сетевое звено и сокращается число ступеней трансформации. При этом повышеатся надежность электроснабжения, так как в случае аварии выпадает только одно небольшое звено, которое легче восстановить, чем при одной мощной ГПП; зона аварии резко сокращается; уменьшаются рабочие токи и токи короткого замыкания на вторичном напряжении таких небольших подстанций. Соответственно упрощается коммутация, и в ряде случаев удается обойтись без реактирования линий или же применить групповые реакторы, чтобы не ставить дорогие громоздкие выключатели типа МГГ или МГ на вводах и на секциях; значительно облегчается задача регулирования напряжения; упрощается также дальнейшее развитие системы электроснабжения. Одновременно резко сокращаются распределительные сети вторичного напряжения 6—10 кВ, а следовательно, значительно уменьшается протяженность дорогих кабельных линий. Они сохраняются только на относительно небольших участках около цехов и внутри них.

Сокращение кабельных сетей, кроме экономии, повышает надежность системы, так как в крупных кабельных туннелях имели место тяжелые аварии, вызывавшие длительные простои производства и большие убытки.

Глубокие вводы выполняются по двум схемам (подробнее см. гл. 8):

а) в виде магистральных воздушных линий, проходящих в зоне основных нагрузок и питающих несколько (до пяти) разукрупненных «отпаечных» ПГВ 110—220 кВ с применением короткозамыкателей и отделителей;

б) в виде радиальных кабельных или воздушных линий, питающих ПГВ по схеме блока линия — трансформатор.

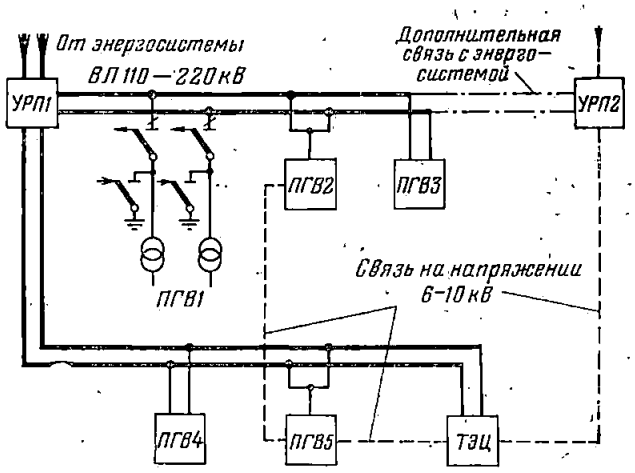


Рис. 5-1. Магистральная схема электроснабжения при системе глубоких вводов 110—220 кВ.

Магистральные глубокие вводы целесообразны и возможны при нормальной или малозагрязненной окружающей среде в том случае, когда по условиям генплана можно провести воздушные линии и разместить подстанции 110—220 кВ на территории предприятия около соответствующих основных групп электроприемников.

На рис. 5-1 представлена магистральная схема одного из возможных вариантов глубоких вводов линий 110—220 кВ от узловой распределительной подстанции *УРП1* на территорию крупного предприятия с ответвлениями от нее к понизительным подстанциям 110—220/6—10 кВ. Пунктиром показан вариант с двумя УРП для очень крупных предприятий, а также при наличии загрязненных зон. Подстанции ПГВ приняты простейшего типа без сборных шин и без выключателей на первичном напряжении с применением короткозамыкателей и отделителей. От шин 6—10 кВ ПГВ питаются непосредственно цеховые подстанции без промежуточных РП.

Оптимальное число подстанций 110—220 кВ, присоединяемых ответвлениями к магистральным линиям глубоких вводов 110—220 кВ, зависит от многих обстоятельств: климатических условий, степени загрязнения окружающей среды, ожидаемого ущерба от перерывов питания, категории потребителей по степени бесперебойности питания, наличия резервных связей на вторичном напряжении и от других факторов, влияющих на надежность электроснабжения. Руководствуясь действующей практикой проектирования электроснабжения промышленных предприятий, не рекомендуется присоединять к одной магистрали 110—220 кВ более четырех подстанций при мощности трансформаторов до 16—25 МВ·А и более двух-трех подстанций с трансформаторами большей мощности.

Если питание происходит по двум параллельно идущим двухцепным линиям, то рекомендуется разные секции шин подстанций 110—220 кВ, а также разные трансформаторы бесшинных двухтрансформаторных подстанций 110—220 кВ питать от разных цепей разных двухцепных линий. Это повышает бесперебойность электроснабжения предприятия.

Магистральные схемы дешевле радиальных, но при их применении необходимо учитывать следующие обстоятельства:

увеличивается зона аварии, так как при повреждении на любом трансформаторе или на питающем его ответвлении кратковременно отключаются и все остальные трансформаторы, присоединенные к данной магистрали; это недопустимо для производств с непрерывным технологическим процессом, не терпящим

перерыва питания даже на время действия автоматики (см. гл. 3);

повышается мощность однофазных коротких замыканий, создаваемых к. з., так как увеличивается число СД, создающих подпитку;

усложняются релейная защита и автоматика ввиду необходимости устранения токов подпитки в цепи ОД от СД со стороны вторичного напряжения трансформаторов (см. гл. 10).

Применять магистральные схемы с отделителями и короткозамыкателями не рекомендуется:

если от указанной линии питаются потребители, для которых кратковременное прекращение питания (на время бестоковой паузы) недопустимо по характеру технологического процесса;

на ответвлениях от магистрали к трансформаторам, питающим крупные синхронные двигатели, когда по условиям их самозапуска или для исключения подпитки от них при коротком замыкании на первичном напряжении необходимы выключатели;

если проходящая транзитная линия, от которой производятся ответвления, синхронизирует или связывает какую-либо электростанцию с энергосистемой.

Радиальные глубокие вводы следует преимущественно применять при загрязненной окружающей среде, хотя в ряде случаев они могут оказаться целесообразными и при нормальной среде. Кабельные радиальные вводы особенно целесообразны при стесненной территории и наличии зданий, сооружений и верхних промышленных разводок, мешающих прокладке воздушных линий и размещению более громоздких «отпаечных» подстанций 110—220 кВ. Схема электроснабжения крупного завода с применением радиальных глубоких вводов и разукрупнением приемных подстанций представлена на рис. 5-2. На схеме показаны варианты ПГВ с короткозамыкателями и с применением отключающего импульса. Радиальные схемы глубоких вводов имеют определенные преимущества перед магистральными, так как аварии на линии или в трансформаторе не отражаются на работе других подстанций.

При максимальной простоте и дешевизне схемы на рис. 5-1 и 5-2 по надежности не уступают прежним громоздким схемам централизованного электроснабжения. Они пригодны для потребителей любой категории.

Наиболее характерными примерами принципа децентрализации распределения электроэнергии на первой ступени электроснабжения с применением глубоких вводов и разукрупнением подстанций 110 кВ являются схемы и генеральные планы, показанные на рис. 5-34 и 5-35.

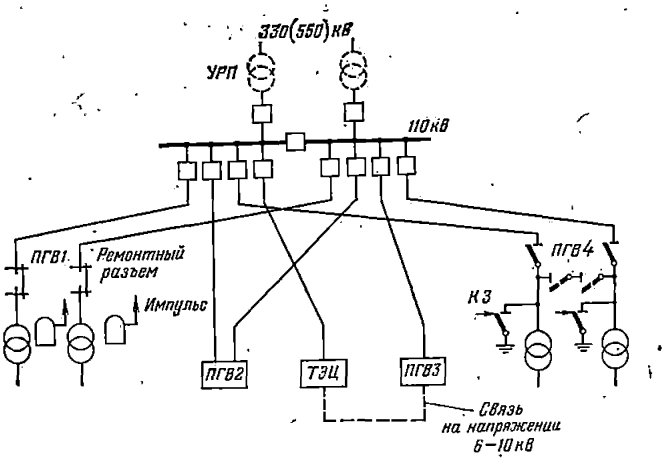


Рис. 5-2. Радиальная схема электроснабжения при системе глубоких вводов 110—220 кВ.

Глубокие вводы 110—220 кВ с разукрупнением подстанций в некоторых случаях противостоят магистральным системам распределения энергии мощными токопроводами напряжением 6—10 кВ. Если по условиям размещения нагрузок и построения генплана удается в максимальной степени осуществить принцип разукрупнения подстанции 110 кВ, как, например, показано на рис. 5-34 и 5-35, необходимость в мощных токопроводах, естественно, отпадает. Если же в размещении большого числа относительно мелких подстанций 35—220 кВ и в прохождении воздушных линий возникают затруднения по условиям планировки площадки, то актуальным становится сооружение мощных токопроводов. При построении генплана надо учитывать оба эти обстоятельства и принимать окончательное решение на базе тщательного технико-экономического сравнения.

В ряде случаев могут иметь место благоприятные условия для одновременного применения этих прогрессивных систем. Примером такого сочетания может служить схема электроснабжения крупного района энергоемкого предприятия, приведенная на рис. 5-3. На схеме показаны две двухтрансформаторные ПГВ 110—220 кВ с применением трансформаторов с расщепленными обмотками, питающие данный район. Схема блочная. Основное распределение электроэнергии в этом районе производится при помощи токопроводов 6—10 кВ. Часть внешних потребителей и потребителей, расположенных вне трассы токопроводов, питается от шин вторичного напряжения ПГВ или от выносных подстанций, под-

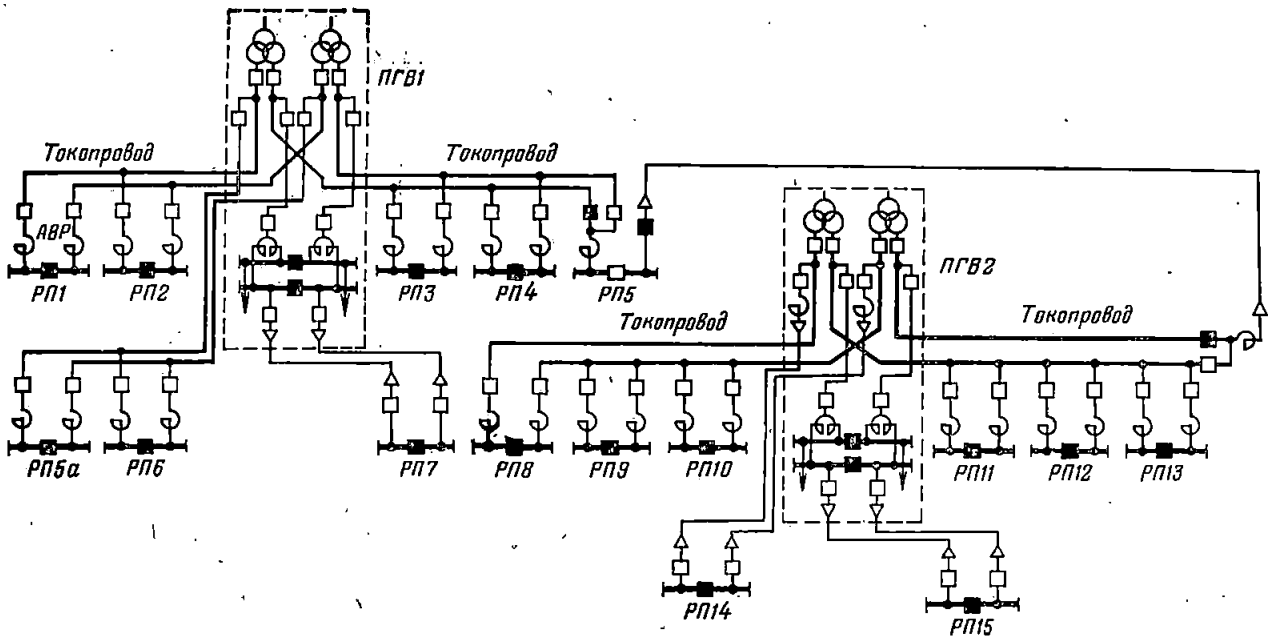


Рис. 5-3. Схема электроснабжения с применением радиальных глубоких вводов 110—220 кВ и симметричных токопроводов 6—10 кВ.

ключенных непосредственно к выводам вторичного напряжения трансформаторов. Предусмотрена аварийная резервная связь на концевых участках токопроводов от разных ПГВ.

В связи с внедрением принципа разукрупнения подстанций 110—220 кВ существенно изменились взгляды на вопросы расширения и реконструкции подстанций, которым ранее придавалось очень большое значение, что в ряде случаев приводило к увеличению первоначальных затрат на сооружение подстанций, которые потом не всегда полностью использовались. Проблема развития электроснабжения предприятий решается теперь в большинстве случаев путем сооружения новых подстанций в центрах вновь возникающих нагрузок, а не путем наращивания мощности существующих подстанций. При этом действующие подстанции или совсем не затрагиваются, или же на них предусматриваются только связи с новыми подстанциями преимущественно на вторичном напряжении. Лишь иногда целесообразно заменить на действующей подстанции установленный трансформатор трансформатором большей мощности. Эта возможность должна предусматриваться при выдаче строительного здания на фундаменты и маслосборное устройство.

Разукрупнение подстанций 35—220 кВ очень облегчает строительство предприятия по очередям. Так, например, на одном из горно-обогатительных комбинатов, типовая схема которого изображена на рис. 5-34, из 11 запроектированных подстанций 110/6 кВ в пусковом комплексе участвовали только четыре подстанции, а остальные были добавлены при осуществлении второй очереди и завершении строительства. Аналогичная картина имеет место и на других объектах. Это позволяет наиболее эффективно (с выигрышем во времени) использовать электрооборудование и ассигнования на строительство. Кроме того, это дает возможность своевременно корректировать электрические нагрузки второй очереди, которые в ряде случаев изменяются к моменту осуществления второй очереди предприятия.

На рис. 5-4 представлен глубокий ввод магистральной линии 35 кВ, проходящей рядом со зданиями цехов параллельно их продольным осям и служащей как бы собирательными шинами подстанций. Понизительные трансформаторы подстанций устанавливаются около стен цехов и присоединяются непосредственно к воздушной линии 35 кВ по простейшим схемам, без сборных шин и без выключателей на первичном напряжении, с преимущественным применением предохранителей 35 кВ. Присоединение трансформатора к распределительному устройству вторичного напряжения, размещенному в цехе, выполняется голыми шинами. В ряде случаев энергия трансформируется непосредственно на напряжение 380 или 660 В.

Найдены простые конструктивные и компоновочные решения схем глубокого ввода ли-

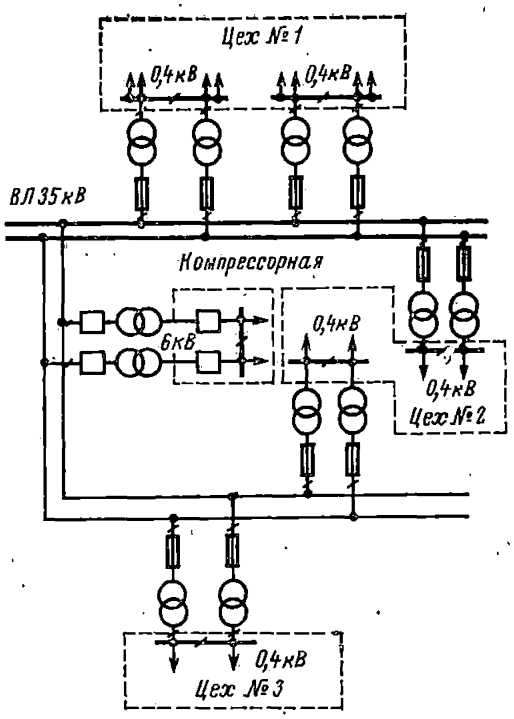


Рис. 5-4. Глубокий ввод магистральной линии 35 кВ.

ний 35—220 кВ, не требующие много места на площадке и не вызывающие увеличения расстояний между основными сооружениями и удлинения связей.

В гл. 8 (на рис. 8-59—8-62 и др.) показаны варианты подстанций глубокого ввода, очень компактные и простые по конструктивному выполнению.

Сравнение стоимости внутризаводского электроснабжения при обычном распределении электроэнергии на напряжении 6—10 кВ и при глубоких вводах напряжением 35 кВ показывает, что в отдельных случаях при глубоких вводах экономия достигает 40% по цветным металлам и 50% по капитальным вложениям.

При глубоких вводах 110 кВ экономия в капитальных затратах составляет до 20—30%, в потерях энергии до 5—10% и в расходе цветных металлов до 50—60%.

При внедрении глубоких вводов воздушных линий 35—220 кВ приходится считаться с некоторыми затруднениями, связанными с прохождением их по территории предприятия. Эту задачу нужно решать при разработке генплана. Стремление к сокращению территории предприятия с целью уменьшения затрат на планировку и на транспортные и технологические внутриплощадочные связи иногда приводит к необходимости и к экономической целесообразности выполнения более дорогих кабельных глубоких вводов на напряжение 35 и 110 кВ с переходом внешних, питающих, воздушных линий в кабель на границе промышленного предприятия или района крупного предприятия.

При технико-экономической оценке глубоких вводов 35 кВ следует учитывать дополнительные затраты в цеховых сетях 380 В и 6—10 кВ, так как при глубоких вводах 35 кВ труднее приблизить цеховые подстанции к центрам их нагрузок.

5-3. СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

а) ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ

Внутризаводское распределение электроэнергии выполняется по радиальной, магистральной или смешанной схеме в зависимости от территориального размещения нагрузок, их величины, требуемой степени надежности питания и других характерных особенностей проектируемого объекта.

Все три вида схем имеют много разновидностей и модификаций по степени надежности питания, и при правильном их выборе каждая из них может быть применена для питания электроприемников любой категории.

Замкнутые сети 6—10 кВ с защитой плавкими предохранителями не нашли применения в системах электроснабжения промышленных предприятий. Опыт эксплуатации таких сетей в городах оказался отрицательным. Неселективная работа предохранителей приводила к нарушению электроснабжения и в ряде случаев к развалу сети. Имели место неполноценные режимы работы сетей и значительные перенапряжения при перегорании отдельных предохранителей. Затрудняется и замедляется отыскание поврежденных участков. Необходимость массовых проверок предохранителей и замена их под напряжением и нагрузкой представляет опасность для эксплуатационного персонала. По упомянутым причинам замкнутые сети в городских сетях ликвидированы и применять их в электрических сетях промышленных предприятий не следует.

При выборе схемы распределения электроэнергии на промышленном предприятии необходимо рассмотреть комплекс экономических и технических вопросов и учесть ряд факторов, к числу которых относятся размещение цеховых подстанций и других пунктов приема электроэнергии по отношению друг к другу и к пунктам питания (УРП, ГПП, ТЭЦ); капитальные вложения при разных вариантах; потери электроэнергии и расход проводникового металла.

При выборе и анализе схем распределения электроэнергии учитываются также конструктивное выполнение сетевых узлов и спо-

собы канализации электроэнергии: кабельный или шинный. Необходимо учитывать также вопросы устройства релейной защиты, автоматики и значение токов короткого замыкания при разных вариантах.

При выборе схем и элементов распределения электроэнергии необходимо также обеспечить возможность самозапуска электродвигателей ответственных агрегатов (по согласованию с технологами) и исключать самозапуск неосновных механизмов.

При построении общей схемы распределения электроэнергии важно правильно и экономично решить вопросы питания осветительных и силовых нагрузок в ночной период, в выходные и праздничные дни по возможности без больших затрат на дополнительные сетевые устройства. Решение этой задачи представляет собой значительные трудности. Прежде всего нужно широко использовать шинные и кабельные перемычки между ближайшими подстанциями и в первую очередь между хвостовыми участками сетей низкого напряжения, питаемых от разных трансформаторов. В отдельных случаях можно допустить даже применение переносных шланговых кабелей для временной передачи небольших мощностей. Задача в целом наиболее экономично решается при системе однотрансформаторных цеховых подстанций, при которых обычно предусматриваются перемычки низкого напряжения для взаимного резервирования подстанций, рассчитанные на мощность до 15—30% мощности трансформатора, и которые без дополнительных затрат используются при вышеупомянутых режимах неполной нагрузки предприятия.

Отключение части трансформаторов в периоды малых нагрузок дает большой экономический эффект в потерях электроэнергии и в коэффициенте мощности.

По произведенным институтом Электропроект ориентировочным подсчетам отключение только одного трансформатора мощностью 60 МВ·А на два выходных дня дает годовую экономию около 10 тыс. руб. Однако при этом возникает вопрос о технической возможности частого включения и отключения трансформаторных цеховых и главных понизительных подстанций (в ночные смены и на выходные дни).

По этому вопросу имеются противоречивые мнения Московского электрозавода и Министерства энергетики и электрификации СССР. Последнее, основываясь на длительной положительной практике эксплуатации, считает, что трансформаторы должны допускать любое число включений и отключений, необходимых по условиям рациональной эксплуатации. Электрозавод, считая в принципе целесообразным отключения части трансформаторов в периоды малых нагрузок, рекомендует более осторожный подход к этому вопросу, так как повышенное число коммутационных операций связано с повышенным электродинамическим воздействием на обмотки (из-за токов включения) и повышенным числом коммутационных перенапряжений. Завод считает возможным систематическое отключение трансформаторов на выходные дни (около 50 коммутаций в год), но рекомендует для осторожности в первый период эксплуатации производить ревизии несколько раньше обычного, например через 2—3 года эксплуатации (в выборочном порядке), с целью проверки необходимости подпрессовки обмоток. Должен быть рассмотрен также вопрос о частой работе вентильных разрядников, так как отключение ненагруженных трансформаторов может привести к их срабатыванию. После накопления опыта эксплуатации, по мнению завода, можно будет разрешить также отключение и на ночную смену.

Схемы распределения электроэнергии строятся на основе четырех принципов, упомянутых в § 5-1.

Указанным принципам в наибольшей степени удовлетворяет система двухтрансформаторных подстанций и двух питающих линий (вводов) с применением глубокого секционирования, с устройством автоматического резервирования (АВР) на секционном аппарате (выключателе, автомате).

На однотрансформаторных цеховых подстанциях, применяемых при преобладании нагрузок 3-й категории, целесообразно осуществлять резервирование небольших ответственных нагрузок при помощи коротких кабельных перемычек напряжением до 1000 В между ближайшими соседними подстанциями, рассчитанных на 15—20%-ную нагрузки трансформатора.

При схеме блока трансформатор — магистраль до 1000 В такое резервирование очень просто, дешево и надежно выполняется при помощи шинных нормально разомкнутых перемычек между концами магистралей, питаемых от соседних трансформаторов, с пропускной способностью перемычки до 25%.

Применение указанных перемычек позволяет одновременно резервировать питающие линии и трансформаторы, а также полностью отключить несколько цеховых подстанций в периоды малых нагрузок.

Схемы распределения электроэнергии внутри предприятия имеют ступенчатое построение.

Число ступеней зависит от мощности предприятия и от характера размещения электрических нагрузок на его территории. В большинстве случаев применяются две-три ступени, так как многоступенчатые схемы усложняют коммутацию и защиту.

На небольших предприятиях в ряде случаев целесообразно применение одноступенчатых схем распределения электроэнергии с применением второй ступени лишь для отдельных удаленных от приемного пункта потребителей.

На первой ступени распределения электроэнергии на крупных предприятиях при кабельных сетях 6—10 кВ наиболее целесообразны радиальные схемы, связывающие пункты питания (ТЭЦ, ГПП, УРП и т. п.) с промежуточными распределительными пунктами РП, от которых питаются сети второй ступени распределения электроэнергии. Если же предприятие очень крупное и энергоемкое, как, например, заводы цветной и черной металлургии или химии, то на первой ступени наиболее рекомендуются магистральные схемы распределения электроэнергии, но выполненные не кабелями, а с помощью жестких или гибких токопроводов напряжением 6—10 кВ. Во многих случаях эти токопроводы одновременно используются также и в качестве связей между пунктами питания предприятия (ТЭЦ, ГПП или ГПП-1, ГПП-2 и т. п.), что дает весьма экономичное и надежное решение всей системы электроснабжения в целом.

При системе глубоких вводов 110—220 кВ распределение энергии на первой ступени между ПГВ производится по радиальным или магистральным, воздушным или кабельным линиям 35—220 кВ от УРП или от подстанции электросистемы в соответствии с рекомендациями, изложенными в § 5-2.

Рекомендуется напряжение 110 кВ, так как линии 110 кВ дешевле и требуют меньше места, чем линии 220 кВ. Напряжение 220 кВ целесообразно лишь в тех случаях, когда оно является питающим и, следовательно, отпадает одна ступень трансформации.

На предприятиях средней мощности на первой ступени распределения электроэнергии применяются радиальные и магистральные схемы.

Во всех случаях секции РП нормально работают раздельно; на секционном выключателе обычно предусматривается АВР; при магистральном питании РП его отдельные секции присоединяются к разным магистралям; в зависимости от передаваемой мощности к каждой магистрали может подключаться примерно от двух до четырех секций РП.

Суммарная мощность секций РП должна по возможности обеспечивать полное использование пропускной способности питающих линий и головных выключателей линий, питающих эти секции. Поэтому сооружение РП, как правило, целесообразно при числе отходящих линий не менее восьми или десяти. Таковы общие рекомендации по распределению электроэнергии на первой ступени.

На второй и на последующих ступенях распределения электроэнергии от РП к цеховым подстанциям, к выносным цеховым трансформаторам и к другим электроприемникам высокого напряжения могут быть применены радиальные и магистральные схемы распределения энергии в зависимости от факторов, перечисленных выше, и независимо от схемы на первой ступени.

Схема распределения энергии должна быть тесно связана с технологической схемой объекта.

Питание электроприемников разных параллельных технологических потоков следует осуществлять от разных подстанций, РП или магистралей или же от различных секций шин одной подстанции или РП для того, чтобы при аварии не остановились оба технологических потока.

В пределах же одного потока все взаимосвязанные технологические агрегаты нужно присоединять к одному источнику (подстанции, РП, секции и т. п.), чтобы при прекращении питания потока все входящие в его состав электроприемники были одновременно обесточены. Питание цепей вторичной коммутации должно быть построено так, чтобы оно не нарушалось при любых переключениях питания силовых цепей параллельных технологических потоков во избежание ложных отключений и останова производства.

При построении общей схемы распределения энергии следует стремиться к рациональному использованию распределительных устройств, к максимальной экономии аппаратов и кабелей и к снижению общей стоимости электроснабжения.

Нецелесообразно подключать маломощные линии (например, идущие к трансформаторам 100—630 кВ·А) к отдельной камере распределительного устройства, особенно если это дорогостоящая комплектная камера или реактированная линия. Такие линии нужно группировать и присоединять к одному реактору или к одному выключателю. Рекомендуется применение схемы с одним общим реактором на две — четыре линии, снабженные каждая своим выключателем. Допускается применение схемы с присоединением к одному выключателю двух радиальных или магист-

ральных линий, идущих к разным РП или ТП при питании последних не менее чем по двум линиям от разных секций источника питания и с установкой на каждой линии отдельного разъединителя. Недостаток этой схемы, заключающийся в отключении обеих линий при аварии только на одной из них, компенсируется АВР на секционном выключателе.

б) РАДИАЛЬНЫЕ СХЕМЫ

Радиальные схемы, как правило, целесообразны, когда нагрузки размещены в различных направлениях от пункта питания. Для питания мощных РП при кабельных сетях целесообразно, как правило, применение радиальных схем.

Преимущественное применение находят двухступенчатые и одноступенчатые радиальные схемы. Применения радиальных схем с числом ступеней более двух следует избегать; однако они могут возникнуть при развитии предприятия, а также для питания выносных периферийных трансформаторных пунктов.

Двухступенчатые радиальные схемы с промежуточными распределительными пунктами применяются главным образом на больших и средних предприятиях для питания через РП крупных пунктов потребления электроэнергии, так как нецелесообразно загружать основные энергетические центры предприятия

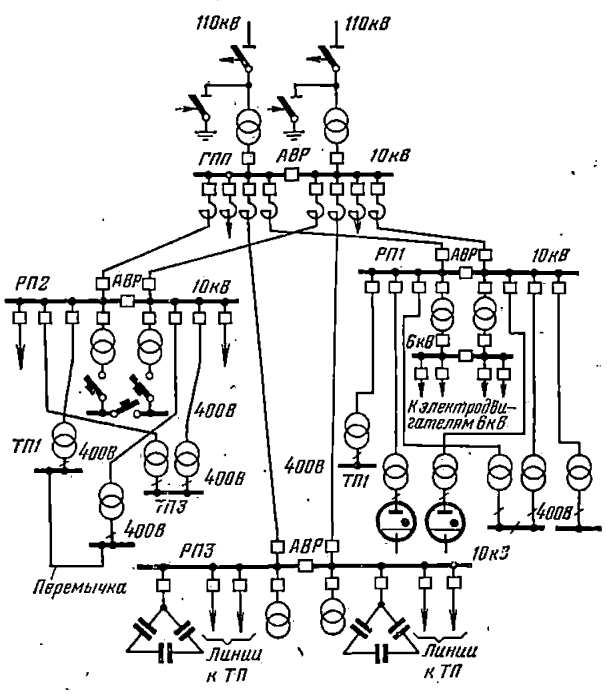


Рис 5-5. Двухступенчатая радиальная схема с промежуточными распределительными пунктами.

(ГПП, ТЭЦ) с дорогими ячейками большим количеством мелких отходящих линий. От промежуточных РП происходит питание одно- и двухтрансформаторных цеховых подстанций малой мощности без шин высшего напряжения (рис. 5-5), а также питание отдельных электропечей и электродвигателей высокого напряжения. При этой схеме вся коммутационная аппаратура устанавливается на РП, а на цеховых подстанциях предусматриваются только выключатель нагрузки, разъединитель или же в большинстве случаев выполняется глухое присоединение трансформаторов. От каждой секции РП питаются не менее четырех-пяти цеховых подстанций и другие нагрузки высокого напряжения.

Одноступенчатые радиальные схемы применяются главным образом на небольших предприятиях, где в многоступенчатых схемах нет необходимости. На больших предприятиях одноступенчатые схемы питания применяются для крупных сосредоточенных потребителей (насосные, компрессорные, преобразовательные, печные и т. п.), расположенных в различных направлениях от центра питания.

При применении радиальных схем осуществляется глубокое секционирование всей системы электроснабжения, начиная от основных центров питания и кончая сборными шинами до 1000 В цеховых подстанций, а иногда и цеховых силовых распределительных пунктов. На секционных аппаратах обычно предусматриваются простейшие схемы АВР.

Радиальное питание двухтрансформаторных «бесшинных» подстанций осуществляется от разных секций РП (рис. 5-5), а в некоторых случаях и от разных РП (см. рис. 5-33). Пропускная способность питающих линий и трансформаторов рассчитывается на покрытие всех нагрузок при нормальном режиме и ответственных нагрузок, требующих бесперебойного питания при послеаварийном режиме, когда выходит из работы одна линия или трансформатор.

При отсутствии точных данных о характере нагрузок каждая линия и каждый трансформатор предварительно выбираются на 60 — 70% суммарной нагрузки подстанции с уточнением этой величины на дальнейших стадиях проектирования. Если нагрузка ответственных потребителей, требующих бесперебойного питания, не превышает 50% суммарной нагрузки данной подстанции, то мощность каждой линии и трансформатора принимается равной половине суммарной нагрузки подстанции.

В некоторых случаях могут быть применены радиальные схемы питания РП подстанций с резервированием при помощи общей

резервной магистрали, заходящей поочередно на все подстанции, или же при помощи резервных перемычек. При наличии АВР на вводе от резервной магистрали схема на рис. 5-6 не уступает по надежности предыдущей схеме. Недостатком этой схемы является наличие нормально ненагруженной магистрали и, следовательно, повышенные потери электроэнергии. Эта схема целесообразна в тех случаях, когда по режимным соображениям необходимо предусмотреть возможность подачи аварийного питания от другого источника в случае полного выхода из работы основного источника питания.

Такая схема может быть применена также для резервирования питания только электроприемников особой группы. Вообще же эта схема не находит значительного применения в электроснабжении промышленных предприятий по соображениям, изложенным в § 5-1. С точки зрения расхода кабелей и первоначальных затрат схема с магистральным резервированием выгодна при близком расположении подстанций друг от друга и при значительной удаленности их от питающего центра. При относительной близости подстанций к источнику питания более целесообразной является схема, изображенная на рис. 5-5, которая и находит наибольшее применение на промышленных предприятиях.

Питание крупных подстанций и распределительных пунктов при наличии нагрузок 1-й категории предусматривается не менее чем двумя радиальными линиями, суммарная пропускная способность которых определяется значением нагрузок 1-й и 2-й категории. Нормально линии работают раздельно, каждая на свою секцию; при выходе из работы одной из них вторая воспринимает на себя всю нагрузку ответственных потребителей, причем в случае необходимости это выполняется автоматически. Если каждая линия не рассчитана на полную мощность всей подстанции, должны быть приняты меры к разгрузке подстанции от неответственных потребителей на время послеаварийного режима.

Радиальное питание цеховых двухтрансформаторных «бесшинных» подстанций следует осуществлять от разных секций РП, как правило, отдельными линиями для каждого трансформатора. Каждая линия и трансформатор должны быть рассчитаны на покрытие всех нагрузок 1-й и основных нагрузок 2-й категории данной подстанции при послеаварийном режиме.

Взаимное резервирование в объеме до 15—30% на однотрансформаторных подстанциях следует осуществлять при помощи низковольтных перемычек, кабельных или шинных (при

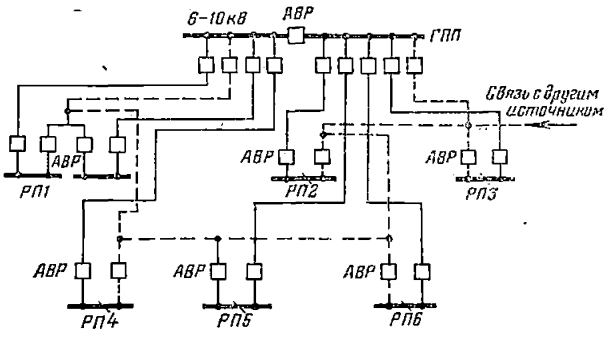


Рис. 5-6. Схема радиального питания с резервной магистралью.

схеме блока трансформатор — магистраль напряжением до 1000 В), для тех отдельных подстанций, где оно необходимо по условиям надежности питания, а также при необходимости отключения одного из трансформаторов при малых нагрузках.

На рис. 5-7—5-12 показаны различные схемы радиального питания РП и подстанций, включая схемы высокой надежности с питанием и резервированием от разных источников.

Питание обособленно расположенных удаленных небольших однотрансформаторных подстанций мощностью до 400—630 кВ·А выполняется по одиночной радиальной линии без резервирования (рис. 5-10,*а*), если отсутствуют электроприемники 1-й и 2-й категорий и по условиям прокладки возможен быстрый ремонт поврежденной линии, например при прокладке кабеля в канале или при воздушной линии.

Если же обособленные подстанции имеют потребителей 2-й категории, то их питание производится по двухкабельной линии с разъединителями на каждом кабеле (рис. 5-10,*б*). При этом кабели, выбранные по току короткого замыкания, могут нести постоянную нагрузку. После повреждения одного из кабелей на короткое время отключается вся линия. Затем поврежденный кабель отсоединяется разъединителями с двух сторон и вся нагрузка переводится на исправный кабель. Если же кабели не рассчитаны на нагрев по токам короткого замыкания, то при нормальном режиме работает только один кабель, а второй отключен с приемного конца, но находится под напряжением в постоянной готовности к включению. Он включается только после повреждения и отсоединения с двух сторон рабочего кабеля. При этом варианте потери энергии при нормальной работе получаются бо́льшими.

Применяются радиальные и магистральные схемы с присоединением под один общий выключатель двух линий, идущих к разным по-

требителям, с установкой на каждой линии отдельного разъединителя (рис. 5-11). Недостаток этих схем, заключающийся в отключении обеих линий при повреждении только одной из них, компенсируется АВР на секционном выключателе распределительного пункта. Питание *РП1* и *РП2* на схеме рис. 5-11 может быть осуществлено от разных источников и от разных секций одного источника.

На схеме, представленной на рис. 5-12, две линии подключены под общий реактор, но каждая из них имеет отдельный маломощный выключатель, что позволяет селективно отключать поврежденную линию без нарушения работы второй линии.

Такие схемы дают существенную экономию на сооружении реактированного распределительного устройства на питающем центре.

Схема, подобная приведенной на рис. 5-11, но без реактирования, может найти большое

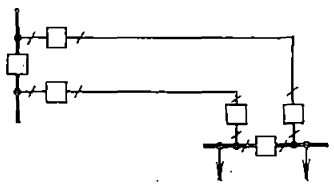


Рис. 5-7. Схема питания подстанций по двум радиальным линиям.

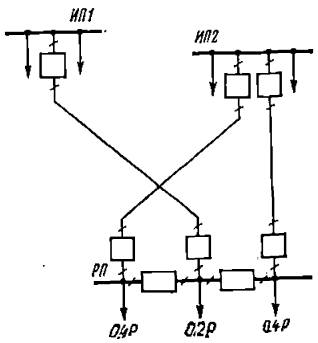


Рис. 5-8. Схема радиального питания одного РП от двух источников.

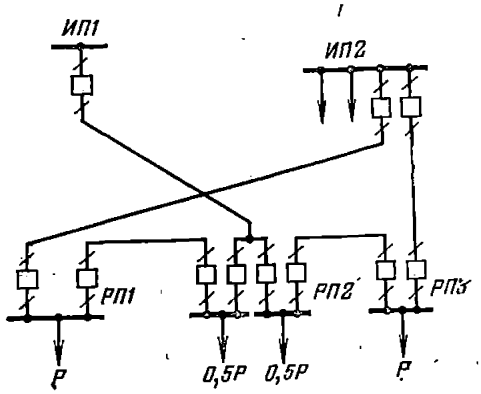


Рис. 5-9. Схема радиального питания группы РП с резервированием от второго источника (ИП).

применение на РП для линий, отходящих к небольшим трансформаторам 100—1000 кВ·А и другим небольшим электроприемникам, так как она позволяет сократить число дорогих и дефицитных комплектных камер. Такая схема показана на рис. 5-13. Она строится таким образом, чтобы каждая цеховая двухтрансформаторная подстанция питалась от двух разных линий, радиальных или магистральных, подключенных к разным секциям РП. На стороне низкого напряжения предусматривается АВР секционного автомата. Следовательно, при повреждении одной из линий вся нагрузка автоматически переводится на другую линию и другой трансформатор. Это учитывается при выборе сечения линий и мощности трансформаторов.

При радиальном питании распределительных пунктов из двух источников (см. рис. 5-8 и 5-9) распределение нагрузок между послед-

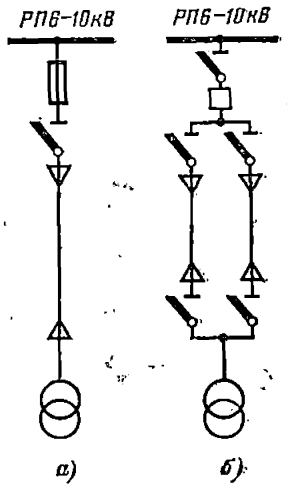


Рис. 5-10. Схемы радиального питания обособленной однотрансформаторной подстанции по одиночной линии.
а — по однокабельной линии (без резервирования); *б* — по двухкабельной линии.

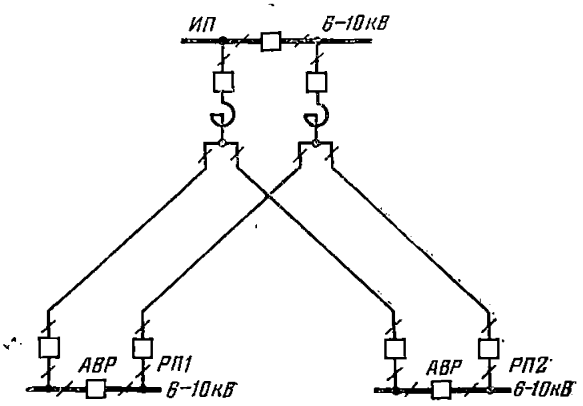


Рис. 5-11. Радиальная схема с одним выключателем на две линии.

ними производится в зависимости от их мощности, удаленности, экономичности. Источники маломощные, неэкономичные или удаленные, как правило, служат только для резервирования.

в) МАГИСТРАЛЬНЫЕ СХЕМЫ

Внедрение магистральных схем связано с децентрализацией распределения и коммутации энергии, т. е. с уменьшением числа промежуточных коммутационных узлов и с подачей энергии непосредственно к цеховым распределительным и трансформаторным подстанциям. Уменьшается число звеньев коммутации, и в этом заключается главное преимущество магистральных схем распределения энергии.

Магистральные схемы целесообразны при распределенных нагрузках, при упорядоченном (близком к линейному) расположении подстанций на территории проектируемого объекта, благоприятствующем возможно более прямому прохождению магистралей от источника питания до потребителя энергии без обратных потоков энергии и длинных обходов. Это обстоятельство в известной степени ограничивает область применения магистральных схем.

Магистральные схемы более удобны при выполнении резервирования цеховых подстанций от другого источника в случае выхода из работы основного питающего пункта.

Недостатком магистральных схем является невозможность резервирования по вторичному напряжению соседних однотрансформаторных подстанций, так как они питаются от одной магистрали и одновременно выходят из работы. Для устранения этого недостатка близко расположенные однотрансформаторные подстанции можно питать от разных магистралей (рис. 5-14).

Число трансформаторов, присоединяемых к одной магистрали, зависит от их мощности и важности питаемого объекта. Чем выше мощность трансформаторов, тем меньше их можно присоединить к одной магистрали. При большом числе трансформаторов слишком загрубляется максимальная защита на головном участке магистрали, и она может оказаться нечувствительной при коротком замыкании в трансформаторе. Число трансформаторов, питаемых от одной магистрали, можно ориентировочно принять в пределах двух-трех при мощности трансформаторов 2500—1000 кВ·А и четыре-пять при мощности 630—250 кВ·А.

Опыт проектирования показывает, что магистральные схемы распределения энергии не имеют принципиальных преимуществ перед радиальными схемами первой ступени распределения энергии в отношении экономии цветного металла, уменьшения потерь энергии и

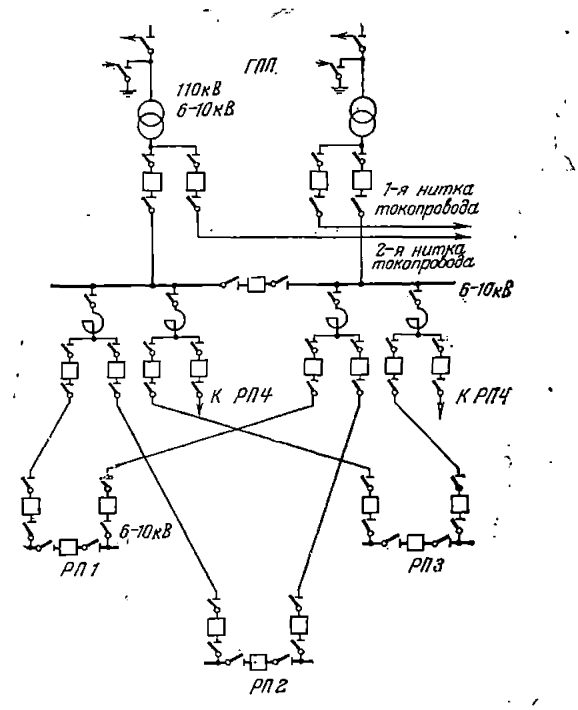


Рис. 5-12. Радиальная схема с групповыми реакторами.

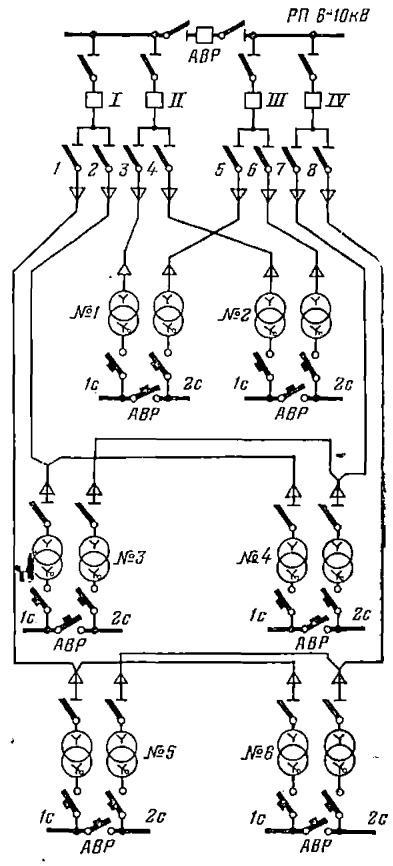


Рис. 5-13. Схема распределения энергии с подключением двух радиальных или двух магистральных линий к одному выключателю.

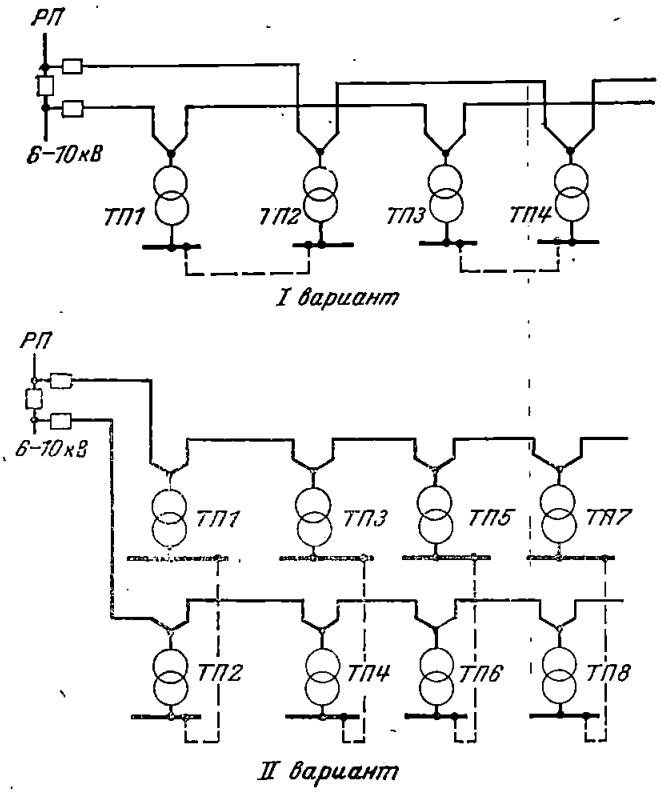


Рис. 5-14. Схемы магистрального питания однотрансформаторных цеховых подстанций при разном их расположении с частичным резервированием по связям вторичного напряжения.

сокращения числа ячеек на питающем центре. Это объясняется тем, что радиальные схемы на крупных предприятиях двухступенчатые и от питающего центра отходят к РП линии сечением не менее магистральных, и поэтому число ячеек на питающем центре при этом не увеличивается. Указанные преимущества магистральные схемы имеют лишь при сопоставлении их с одноступенчатыми радиальными схемами или с радиальными схемами на второй ступени распределения энергии для питания небольших трансформаторов и других электроприемников. В этих случаях магистральные схемы позволяют лучше, чем радиальные, использовать сечение кабелей, выбранное по току короткого замыкания или по экономической плотности тока, и уменьшить число камер на РП. Последнее особо существенно при применении дорогих выкатных комплектных камер типа КРУ.

Нельзя допускать (за редкими исключениями) питание небольших (160—1000 кВ·А) трансформаторов по отдельным радиальным линиям большого сечения, выбранного по току короткого замыкания.

Магистральные схемы подразделяются на:

1) одиночные с односторонним и двусторонним питанием;

2) кольцевые;

3) схемы с несколькими (двумя и более) параллельными (сквозными) магистралями.

Большое многообразие разновидностей и модификаций магистральных схем можно подразделить на две основные группы по степени надежности электроснабжения.

В первую группу входят простые магистральные схемы: одиночные (рис. 5-15,*а*) и кольцевые (рис. 5-16), которые, как правило, уступают радиальным схемам в отношении надежности электроснабжения и удобства эксплуатации.

Одиночные магистрали без резервирования могут быть применены лишь в тех случаях, когда допустим перерыв питания не только на время отыскания и отключения, но и на период времени, необходимый для восстановления поврежденного участка магистрали. Поэтому они главным образом применяются при воздушной прокладке линий. При кабельной прокладке трасса должна быть легко доступна для ремонта кабеля в любое время года, что возможно, например, при прокладке в каналах, лотках, туннелях и т. п. Такие схемы (рис. 5-15,*а*) допускаются лишь для неответственных потребителей 3-й категории, например неответственные склады и т. п.

При воздушных магистралях рекомендуется «глухое» присоединение ответвлений к ним без захода на подстанцию. При этом разумеется, что присоединение самих трансформаторов производится через соответствующие коммутационные аппараты.

Одиночные магистрали с общей резервной магистралью (рис. 5-15,*в*) применяются в тех случаях, когда присоединенная к ней группа подстанций допускает перерыв питания на время, необходимое для отыскания и отключения поврежденного участка магистрали. Они могут быть допущены для питания потребителей 3-й и 2-й категорий. К одной магистрали обычно присоединяется не более четырех-пяти подстанций, каждая мощностью до 630—1000 кВ·А. Недостатком этой схемы является холодный резерв кабелей, что связано с увеличением потерь электроэнергии.

Усложняется конструктивное выполнение присоединений на подстанциях. Такие схемы не находят широкого применения в электроснабжении промышленных предприятий.

Кольцевые магистрали (рис. 5-16) практически не находят применения на промышленных предприятиях. Они в принципе целесообразны при соответствующем расположении подстанций, когда расстояние от питающего

центра значительно больше, чем расстояние между подстанциями, а единичная мощность трансформаторов не превышает 630 кВ·А.

Кольцевые магистрали могут быть применены в тех же случаях, как и схемы с общей резервной магистралью. К одному кольцу не рекомендуется присоединять более четырехпяти подстанций. Мощность подстанций принимается не выше 630 кВ·А. При нормальном режиме кольцо разомкнуто примерно посередине, так как сложную защиту в сети 6—10 кВ, которая требуется при замкнутом кольце на промышленных предприятиях, применять нецелесообразно.

При повышенных требованиях к надежности питания предусматриваются силовые выключатели на выходе или же на входе и выходе магистрали, что способствует ускорению восстановления питания, но усложняет схему коммутации и конструкцию подстанции и удорожает ее стоимость; поэтому такие схемы мало применяются.

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

Двойные сквозные магистрали применяются на подстанциях с двумя секциями сборных шин (рис. 5-17,*а*) или же на двухтрансформаторных подстанциях без сборных шин высокого напряжения (рис. 5-17,*б*).

Надежность таких схем обусловливается тем, что каждая секция шин подстанции или каждый трансформатор двухтрансформаторной подстанции питается от разных магистралей, каждая из которых рассчитана на покрытие основных нагрузок всех подстанций; трансформаторы рассчитаны таким же обра-

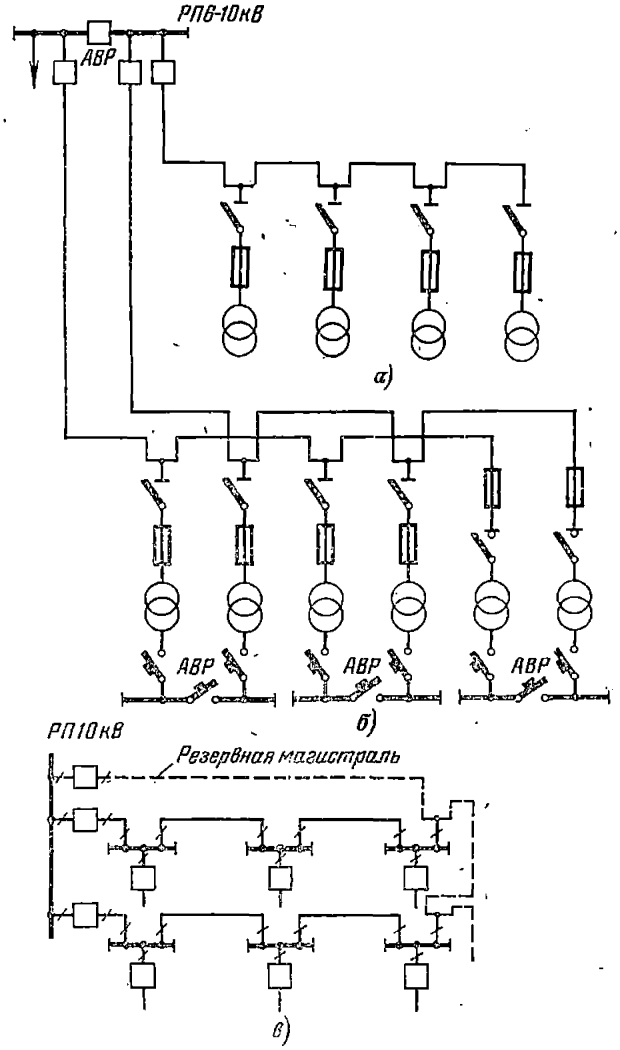


Рис. 5-15. Магистральные схемы с односторонним питанием.

а — одиночные; *б* — двойные; *в* — одиночные с общей резервной магистралью.

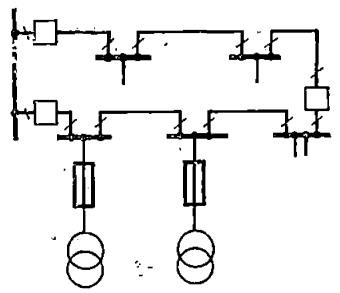


Рис. 5-16. Кольцевая разомкнутая магистральная схема.

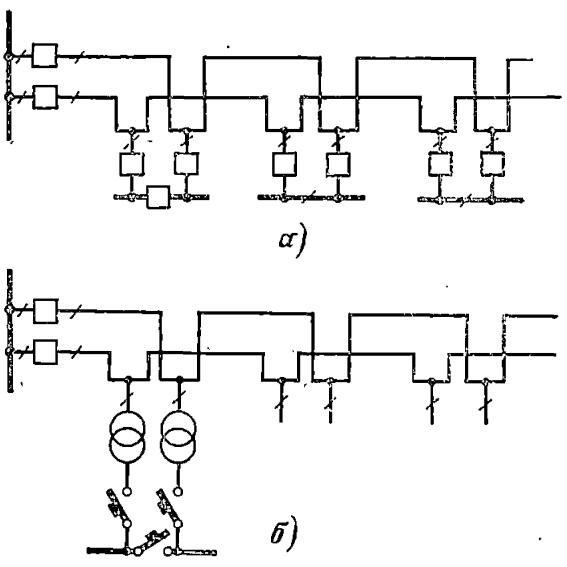


Рис. 5-17. Схема двойных сквозных магистралей с односторонним питанием.

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

зом. В зависимости от передаваемой мощности к каждой магистрали может быть присоединено от двух до четырех подстанций. Секции шин РП или трансформаторы цеховых ТП при нормальном режиме работают раздельно, а в случае аварии на одной из магистралей они переключаются на магистраль, оставшуюся в работе. При необходимости это может быть сделано автоматически при помощи АВР на секционном выключателе (рис. 5-17,*а*) или же на секционном автомате (рис. 5-17,*б*).

При таких надежных схемах допускается глухое присоединение на входе и выходе магистрали, а при системе двухтрансформаторных подстанций можно не устанавливать автоматических отключающих аппаратов (выключателей, предохранителей) на вводе к трансформатору при соответствующем запасе мощности трансформаторов для взаимного резервирования и при необходимой чувствительности защиты на головном участке магистрали при повреждении в трансформаторе. Это радикально упрощает схему коммутации и конструктивное выполнение подстанций, особенно комплектных подстанций заводского изготовления, при которых эти схемы имеют преимущественное применение.

Необходимо отметить, что при применении схем второй группы в некоторых случаях могут иметь место относительная их дороговизна и повышенный расход кабелей, а также большая эксплуатационная сложность по сравнению с радиальными схемами.

Приведенные на рис. 5-18 одиночные и двойные магистрали с двусторонним питанием («встречные» магистрали) применяются при необходимости питания от двух независимых источников по условиям надежности электроснабжения, а также в тех случаях, когда расположение группы подстанций между двумя питающими пунктами создает экономические преимущества для данной схемы независимо от степени требуемой надежности питания.

Если при схеме на рис. 5-18,*а* один из источников является основным и от него происходит рабочее питание, а второй, маломощный, удаленный или же неэкономичный, является чисто аварийным, то выключатель с этого конца магистрали нормально разомкнут и включается (вручную или автоматически) только при отключении магистрали от основного источника. В тех случаях, когда оба источника равноценны, экономически целесообразно применение такой схемы с постоянным питанием подстанций от двух источников. В этом случае деление магистрали производится на одной из промежуточных подстанций.

На рис. 5-19 представлена разновидность магистральных схем с подсоединением двух магистралей под один общий реактор. Секции РП получают питание от разных магистралей. Последние в свою очередь подключены к разным секциям источника питания (ГПП, ТЭЦ); при аварии оставшаяся в работе магистраль автоматически воспринимает на себя всю нагрузку распределительных пунктов.

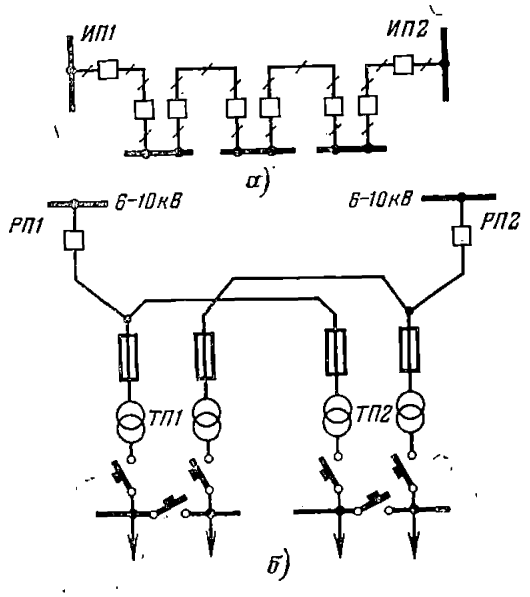


Рис. 5-18. Магистральные схемы с двусторонним питанием.

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

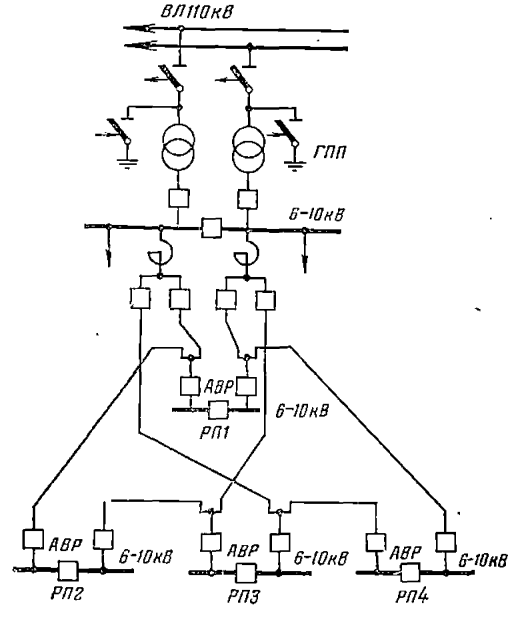


Рис. 5-19. Магистральная схема с одним реактором на две магистрали.

Магистральное питание двухтрансформаторных цеховых подстанций с подключением двух магистралей к одному общему выключателю на распределительном пункте показано на рис. 5-13. Трансформаторы двухтрансформаторных цеховых подстанций питаются от разных магистралей, подключенных к разным секциям РП. При повреждении одной из магистралей, например *1*, отключается и другая неповрежденная магистраль *2*, подключенная к их общему выключателю *1*. Но перерыва в электроснабжении цеха не будет, так как АВР секционного автомата на стороне низкого напряжения переключит потерявшие питание секции *1* с подстанций № 3—6 к другим секциям *2* с этих подстанций, которые продолжают получать питание от неповрежденных магистралей *7* и *8*. Поврежденная магистраль *1* после выявления отключается разъединителями с двух сторон. Присоединенные к ней трансформаторы были ранее отключены автоматически со стороны низкого напряжения. Затем включается выключатель *1* и восстанавливается питание по неповрежденной магистрали *2*, к которой присоединены подстанции № 3 и 4, а обе секции подстанций № 5 и 6 продолжают питаться по магистрали *8* до устранения повреждения магистрали *1*.

Схемы, представленные на рис. 5-13 и 5-19, пригодны для питания электроприемников любой категорий; основное их преимущество — экономия дорогих и дефицитных реактированных ячеек на питающих центрах (ТЭЦ, ГПП и т. п.) или камер КРУ на распределительных пунктах.

При магистральном питании цеховых подстанций на вводе к трансформатору в большинстве случаев устанавливаются выключатели нагрузки или разъединители. Если же необходимо обеспечить селективное отключение трансформатора при его повреждении или ненормальном режиме работы или же защита на головном выключателе не чувствительна при повреждении трансформатора, то последовательно с выключателем нагрузки или разъединителем устанавливается предохранитель типа ПК, который отключает поврежденный трансформатор без нарушения работы остальных. Глухое присоединение трансформаторов при магистральном питании применяется сравнительно редко, так как повреждение в нем при такой схеме приведет к отключению всей магистрали выключателем на головном ее участке и при этом потеряют питание все другие присоединенные к ней трансформаторы. Глухое присоединение допустимо и иногда применяется на двухтрансформаторных подстанциях в тех случаях, когда при отключении одной магистрали обеспечивается питание по другой параллельной магистрали, питающей вторые трансформаторы на подстанциях. Тогда мощность каждого трансформатора рассчитывается на питание всех ответственных потребителей данной подстанции на время, необходимое для отключения аварийного трансформатора и восстановления питания остальных трансформаторов по первой магистрали.

Присоединение самой магистрали выполняется по-разному, начиная от глухого присоединения на входе и выходе и кончая установкой выключателей (очень редко). Это зависит от типа и выполнения магистрали, назначения и мощности подстанции, степени резервирования в питании и трансформаторах и других факторов и решается при проектировании общей схемы электроснабжения.

г) МАГИСТРАЛЬНАЯ СИСТЕМА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТОКОПРОВОДОВ

При передаче больших потоков электроэнергии кабельные магистрали очень громоздки, трудновыполнимы, неэкономичны и требуют больших затрат дефицитных материалов. Поэтому на крупных энергоемких предприятиях теперь широко применяются на первых ступенях электроснабжения магистральные схемы передачи и распределения электроэнергии с помощью жестких или гибких голых токопроводов напряжением 6—35 кВ. Типы токопроводов, их основные характеристики и область применения приведены в § 11-2.

При применении магистральных токопроводов на первой ступени распределения электроэнергии схемы на последующих ступенях распределения от РП к цеховым подстанциям, к выносным цеховым трансформаторам и к другим электроприемникам напряжением выше 1000 В, выполняемые кабелями, могут быть применены радиальные и магистральные в зависимости от факторов, перечисленных в § 5-1.

Направление токопроводов выбирается таким образом, чтобы они проходили через зоны размещения основных электрических нагрузок, в центре которых располагаются распределительные пункты, присоединяемые к токопроводам. При удачном выборе трассы токопроводов удается обеспечить питание от них примерно 70—75% всех электрических нагрузок предприятия. Остальные потребители, расположенные вне зоны прохождения токопроводов, получают питание или непосредственно от основных центров питания (ГПП, ТЭЦ), или же от присоединенных к токопроводу выносных распределительных пунктов (РП), питаемых кабельными линиями.

На рис. 5-20 приведен пример трассы магистрального токопровода 6—10 кВ, который

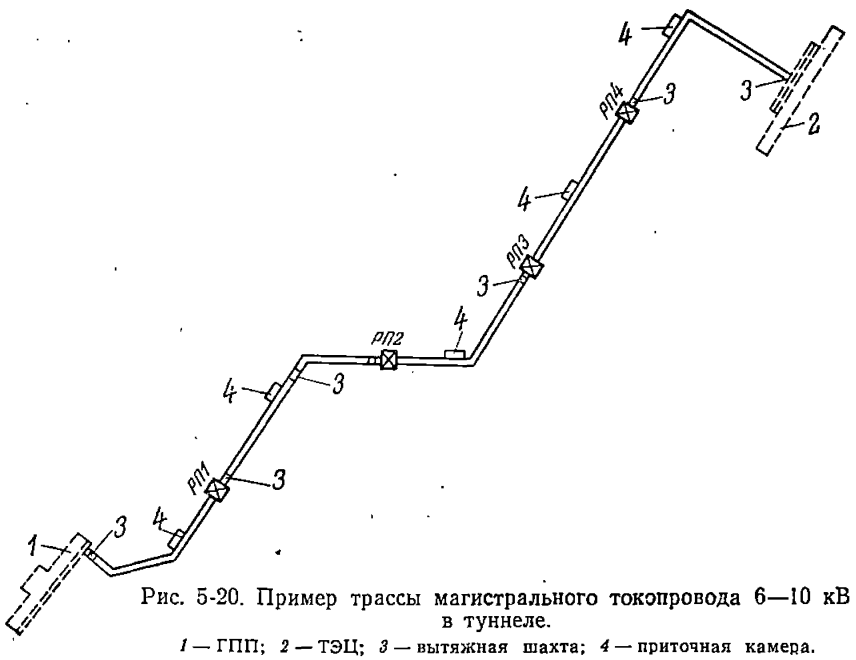


Рис. 5-20. Пример трассы магистрального токопровода 6—10 кВ в туннеле.

1 — ГПП; *2* — ТЭЦ; *3* — вытяжная шахта; *4* — приточная камера.

обеспечивает питание основных потребителей данного района предприятия. Трасса имеет ломаный характер, что объясняется, с одной стороны, стремлением охватить питание наибольшего числа электронагрузок и, с другой стороны, наличием на территории предприятия зданий, заводских коммуникаций и сооружений, мешающих прямому прохождению токопроводов. Во многих случаях токопроводы высокого напряжения используются не только для распределения энергии между подстанциями предприятия, расположенными по их трассе, но и в качестве связей между источниками питания промышленного предприятия (например, ТЭЦ — ГПП или ГПП1 — ГПП2). Это является дополнительным преимуществом токопроводов, так как обеспечивает надежное и дешевое взаимное резервирование двух источников питания.

На ответвлениях от токопроводов к РП устанавливаются реакторы для ограничения мощности короткого замыкания до величин, соответствующих параметрам сетевых выключателей 6—10 кВ с отключаемой мощностью до 350—500 МВ·А. На ГПП или ТЭЦ реактируются лишь линии, отходящие к отдельным подстанциям, реактирование самих токопроводов не предусматривается и на их головных участках устанавливаются мощные масляные выключатели типа МГГ, а в некоторых случаях типа МГ в мощных сетях с большими токами к. з.

Обычно применяются так называемые «двухниточные» (или сдвоенные) токопроводы для увеличения пропускной способности и обеспечения большей надежности питания потребителей (рис. 5-21,*а*). При этом разные цепи двухцепного токопровода следует питать от разных трансформаторов или от разных секций сборных шин 6—10 кВ ПГВ или ГПП. При блочных схемах, когда вся энергия распределяется по токопроводам, их следует питать перекрестно от разных трансформаторов, а при расщепленных обмотках трансформаторов от разных ветвей обмоток разных трансформаторов. При таких схемах значительно повышается надежность и бесперебойность питания.

На крупных энергоемких предприятиях прокладываются два-три двухниточных токопровода по разным трассам через зоны размещения основных электрических нагрузок. Одна из таких схем приведена на рис. 5-21,*б*. Она обеспечивает возможность отключения для ревизии или ремонта любой секции шин вторичного напряжения ГПП без перерыва питания потребителей. При аварийном отключении одного из трансформаторов на ГПП или при его ревизии вся нагрузка распределяется между оставшимися тремя трансформаторами двух ГПП путем соответствующих включений секционных выключателей на токопроводах и на секциях шин РП.

Могут быть применены также и четырехниточные токопроводы в одном туннеле.

На рис. 5-22 показаны чисто блочные схемы электроснабжения района крупного предприятия с применением схемы блока трансформатор — токопровод без сборных шин не только на первичном (110—220 кВ), но и на вторичном (6—10 кВ) напряжении. На рис. 5-22,*а* от каждого трансформатора питаются два токопровода перекрестно, т. е. разные нитки каждого токопровода питаются от разных трансформаторов. Схема исключительно простая, недорогая и в то же время вполне надежная, так как при наличии АВР на приключенных к токопроводам распределительных подстанциях сохраняется бесперебойное питание при любой аварии: в токопроводе, в трансформаторе и на питающей линии 110—220 кВ.

На рис. 5-22,*б* приведена блочная схема трансформаторы — токопроводы с применением трансформаторов с расщепленными обмотками разных напряжений: 6 и 10 кВ, что дает

возможность применить экономичный вариант по выбору напряжений в распределительных сетях.

В настоящее время схемы ответвлений от токопроводов, как правило, выполняются по рис. 5-22,*б*, т. е. с применением сдвоенных реакторов, присоединяемых к токопроводу через разъединители, и с установкой выключателей после реакторов на вводах в РП.

Если значительная часть электроэнергии распределяется от ГПП, помимо токопроводов, через сборные шины 6—10 кВ, то целесообразно подключить токопроводы непосредственно к трансформатору, минуя сборные шины, через отдельный выключатель для создания независимого питания токопроводов (см. рис. 5-12) и для разгрузки вводных выключателей, что иногда позволяет применить более простые, недорогие и менее громоздкие типы выключателей.

Схемы распределения электроэнергии с помощью токопроводов обеспечивают полную надежность и бесперебойность питания и пригодны для потребителей любой категории. Они не представляют затруднений в отношении выполнения релейной защиты и широкого внедрения автоматизации электроснабжения. Секции распределительных пунктов (РП) при нормальном режиме работают раздельно. На секционных выключателях этих РП предусматривается АВР, которое обеспечивает питание при повреждении одного из токопроводов. Разработана простая и надежная быстродействующая защита токопроводов. Схемы в целом строятся на основе современных принципов. ГПП не имеют сборных шин и выключателей на первичном напряжении. Они присоединяются к радиальным или магистральным линиям 110—220 кВ.

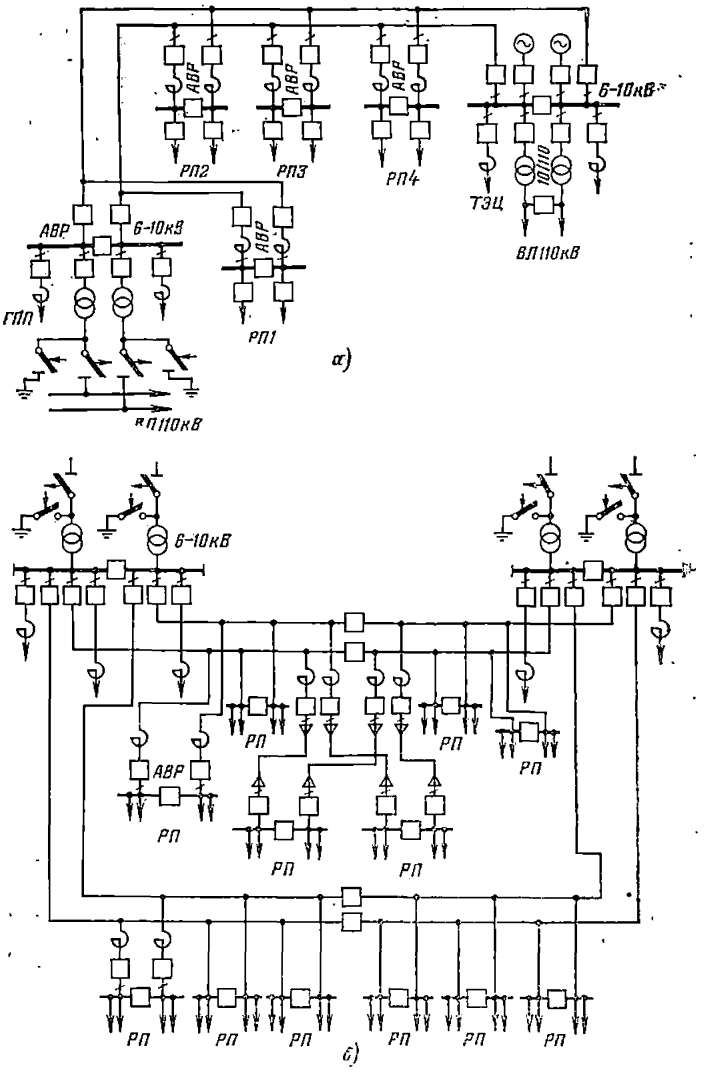


Рис. 5-21. Схемы с мощными токопроводами при двустороннем питании.

а — с одним двухниточным токопроводом; *б* — с двумя двухниточными токопроводами.

В системах цехового распределения энергии также очень широко используются шинные магистрали низкого напряжения, выполняемые в виде токопроводов, что улучшает технические и экономические показатели электрических сетей напряжением до 1000 В, повышает их гибкость, надежность, способствует индустриальному выполнению электромонтажных работ, сводит к минимуму переделки сетей при всякого рода перепланировках технологического оборудования, возникающих в процессе эксплуатации. Такие сети называют гибкими или универсальными.

Питание магистральных токопроводов 380 В осуществляется по схеме блока трансформатор — магистраль (рис. 5-23), что упрощает конструкцию цеховой подстанции, уменьшает ее габариты и стоимость. На подстанции остаются только трансформатор и иногда одна-две панели распределительного щита для питания освещения. Эта система быстро завоевала общее признание и в настоящее время широко применяется в электроснабжении металлообрабатывающих, металлургических и других заводов.

При этой схеме резервирование по низкому напряжению значительно проще и дешевле, чем при кабельных перемычках. Оно выполняется при помощи смыкания хвостовых участков магистралей низкого напряжения от соседних подстанций короткой перемычкой, снабженной нормально разомкнутыми разъединителями. В ряде случаев при этом даже не-

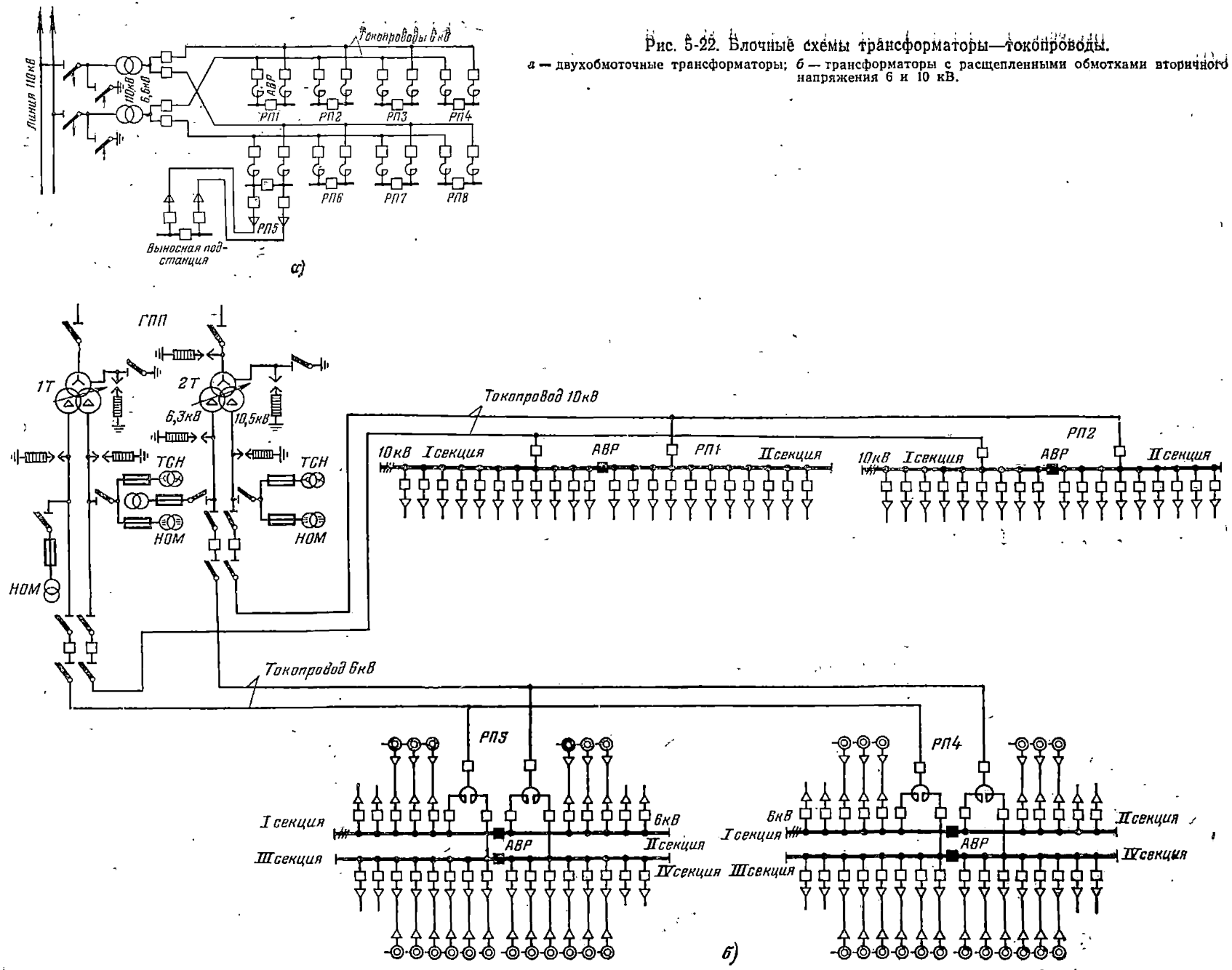


Рис. 5-22. Блочные схемы трансформаторы—токопроводы.

а — двухобмоточные трансформаторы; *б* — трансформаторы с расщепленными обмотками вторичного напряжения 6 и 10 кВ.

требуется увеличения сечения хвостовых участков магистралей или же это увеличение весьма незначительно. При этой схеме взаимное резервирование подстанции по низкому напряжению может быть увеличено и доведено до 25—30%.

В начале своего применения магистрали 380 В выполнялись в виде голых токопроводов, прокладываемых на изоляторах по фермам. В настоящее время применяются в основном закрытые комплектные токопроводы заводского изготовления.

В некоторых случаях, особенно при подаче деталей краном, применение верхних токопроводов ограничено, и поэтому возникла система магистральных линий низкого напряжения, располагаемых под полом в виде готовых сборных конструкций с проложенными в них проводами, с ответвительными подпольными коробками, расположенными вдоль линий станков. Эта система также дает экономию в капитальных затратах и потерях электроэнергии. Она обеспечивает индустриальные скоростные методы выполнения монтажа цеховых электросетей одновременно со строительными работами. Система может получить преимущественное применение на предприятиях машиностроительной, приборостроительной, радиотехнической и других отраслей промышленности в тех случаях, когда возможны перепланировки технологического оборудования и предъявляются повышенные требования к гигиене, эстетике и культуре производства. Система получила название модульной, так как упомянутые магистральные линии выполняют с заданным шагом расположения подпольных ответвительных коробок в пределах 2—6 м в зависимости от характера производства и размеров технологического оборудования.

д) КОМПЛЕКСНЫЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Для электроснабжения отдельных районов крупных объектов иногда целесообразно применение различных типов схем, дающих наиболее оптимальное решение всей системы электроснабжения. Однако при этом не следует допускать чрезмерного разнообразия схем на одном объекте, так как это является нежелательным по соображениям унификации конструктивных решений и удобства эксплуатации. Ниже приведено несколько примеров комплексных схем электроснабжения предприятий, построенных на основе принципов, изложенных выше.

На рис. 5-24 представлена часть полной схемы электроснабжения крупного комбината цветной металлургии с мощными трехобмоточными трансформаторами по 180 МВ·А и собственной ТЭЦ мощностью 2×60 МВт.

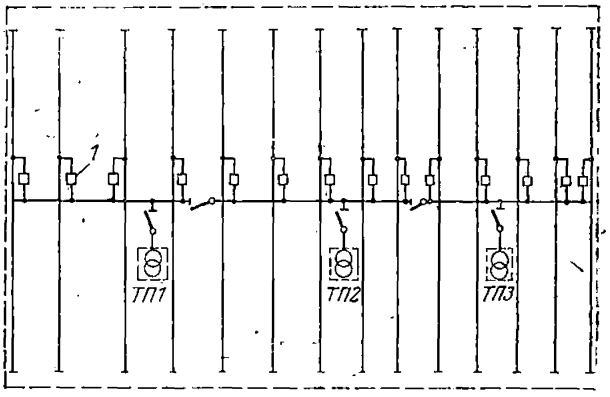


Рис. 5-23. Схема распределения электроэнергии шинными магистральными токопроводами на напряжение 380 В.
1 — коммутационный аппарат.

В этой схеме применены все прогрессивные решения, рекомендованные выше. Питание от энергосистемы осуществлено по линиям 220 кВ. Канализация мощных потоков электроэнергии на первой ступени осуществлена токопроводами 10 кВ и воздушными линиями глубоких вводов 110 кВ.

На рис. 5-25 приведена часть полной схемы электроснабжения крупного химического комбината[1]. Питание от энергосистемы производится по двум линиям 110 кВ через главную понизительную подстанцию с двумя трансформаторами по 63 МВ·А. ГПП выполнена без выключателей и сборных шин на стороне 110 кВ с применением короткозамыкателей и отделителей.

В цепи 6 кВ трансформаторов предусмотрена установка расщепленных групповых реакторов. Отходящие линии 6 кВ присоединены к четырем секциям с одной системой шин, питаемым от групповых реакторов.

Узловые цеховые подстанции имеют секционированную одиночную систему шин. На секционных выключателях предусмотрено АВР. В распредустройствах ГПП и цеховых подстанций применены заводские комплектные камеры КРУ с выкатными выключателями.

Примененная на вторичном напряжении ГПП схема коммутации имеет следующие технические и экономические преимущества:

1. Распределительное устройство с однотипными нормальными камерами КРУ или КСО не имеет линейных реакторов и тяжелых громоздких выключателей типа МГГ на большие токи.

2. Автоматика (АВР), перенесенная на цеховые подстанции, проще и дешевле. В неко-

[1] Предложена, разработана и внедрена ГИАП.

торых случаях возможно уменьшение числа ступеней или звеньев автоматики.

3. При наличии четырех секций уменьшается величина составляющей тока короткого замыкания, генерируемой электродвигателями.

Для обеспечения бесперебойного электроснабжения каждая цеховая подстанция питается не менее чем от двух линий, подключенных к разным секциям шин ГПП.

Указанные мероприятия в целом дают значительное снижение капитальных затрат.

На рис. 5-26 приведена схема электроснабжения первой ступени крупного промышленного узла химических заводов с суммарной потребляемой мощностью 800 мВ·А. Питание электроэнергией осуществляется от заводских ТЭЦ и от УРП 220/110 кВ на напряжении 110 кВ. Шины 110 кВ УРП получают питание от трех различных источников: ТЭЦ-1, ТЭЦ-2

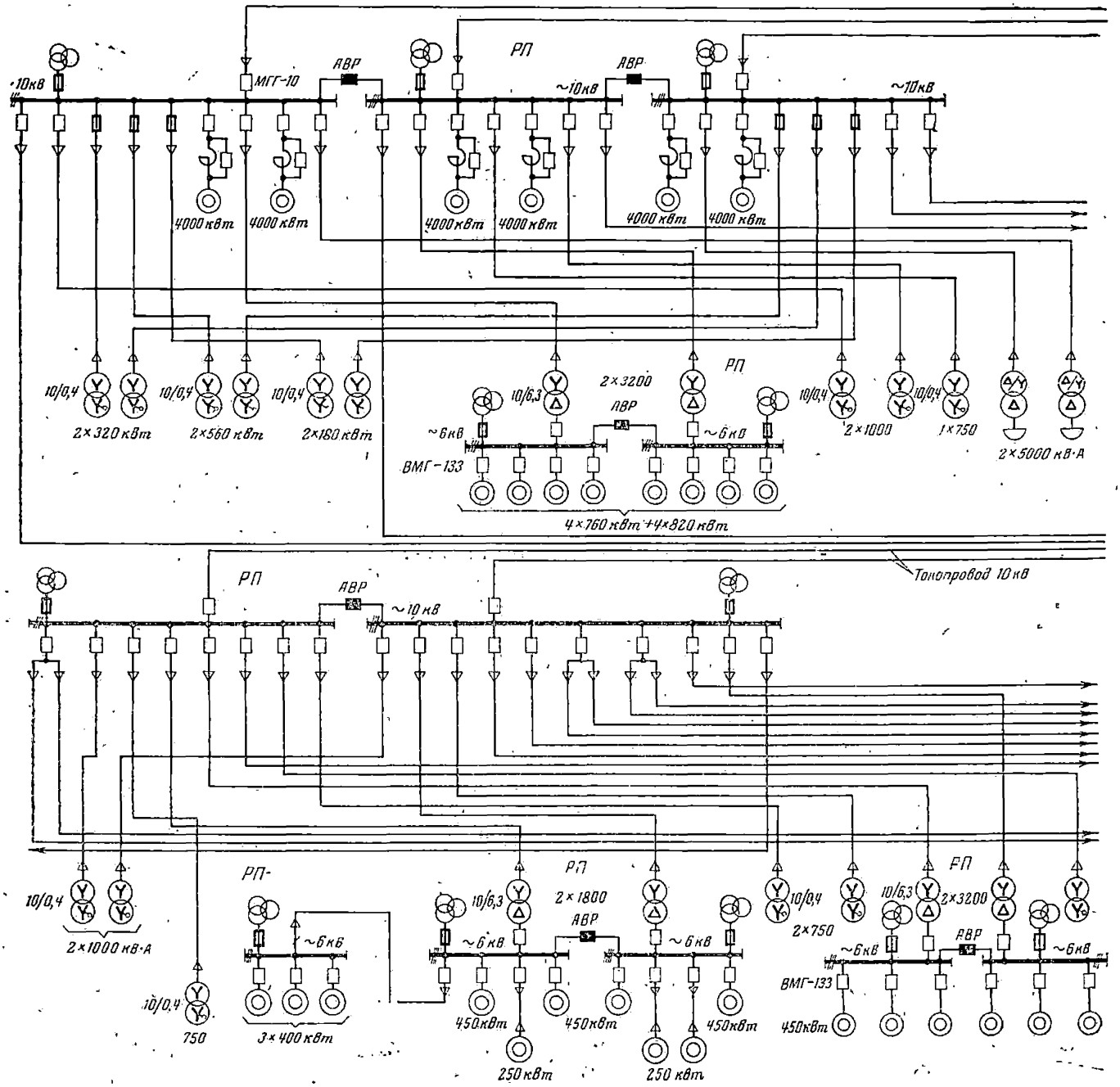
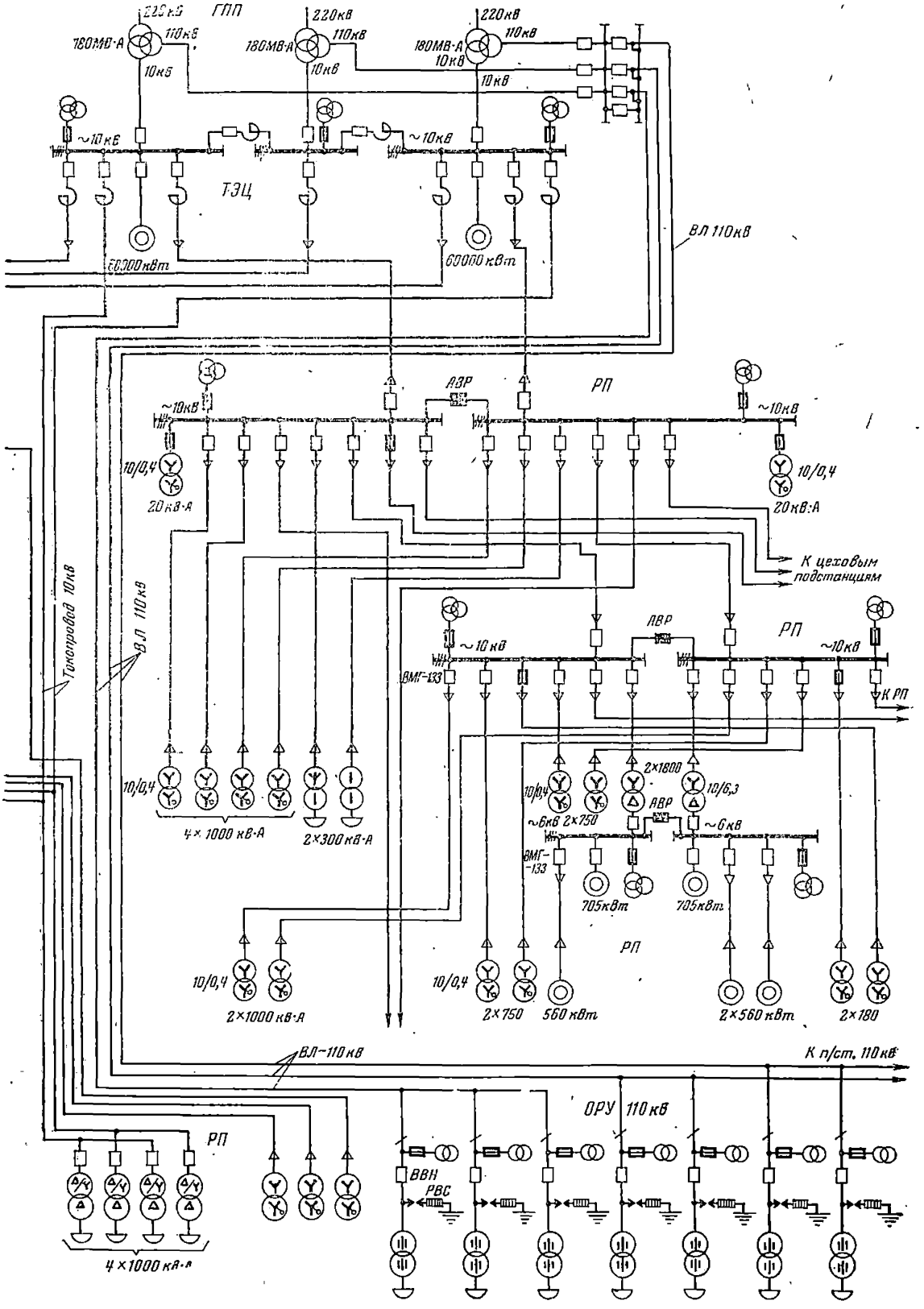


Рис. 5-24. Схема электроснабжения



комбината цветной металлургии.

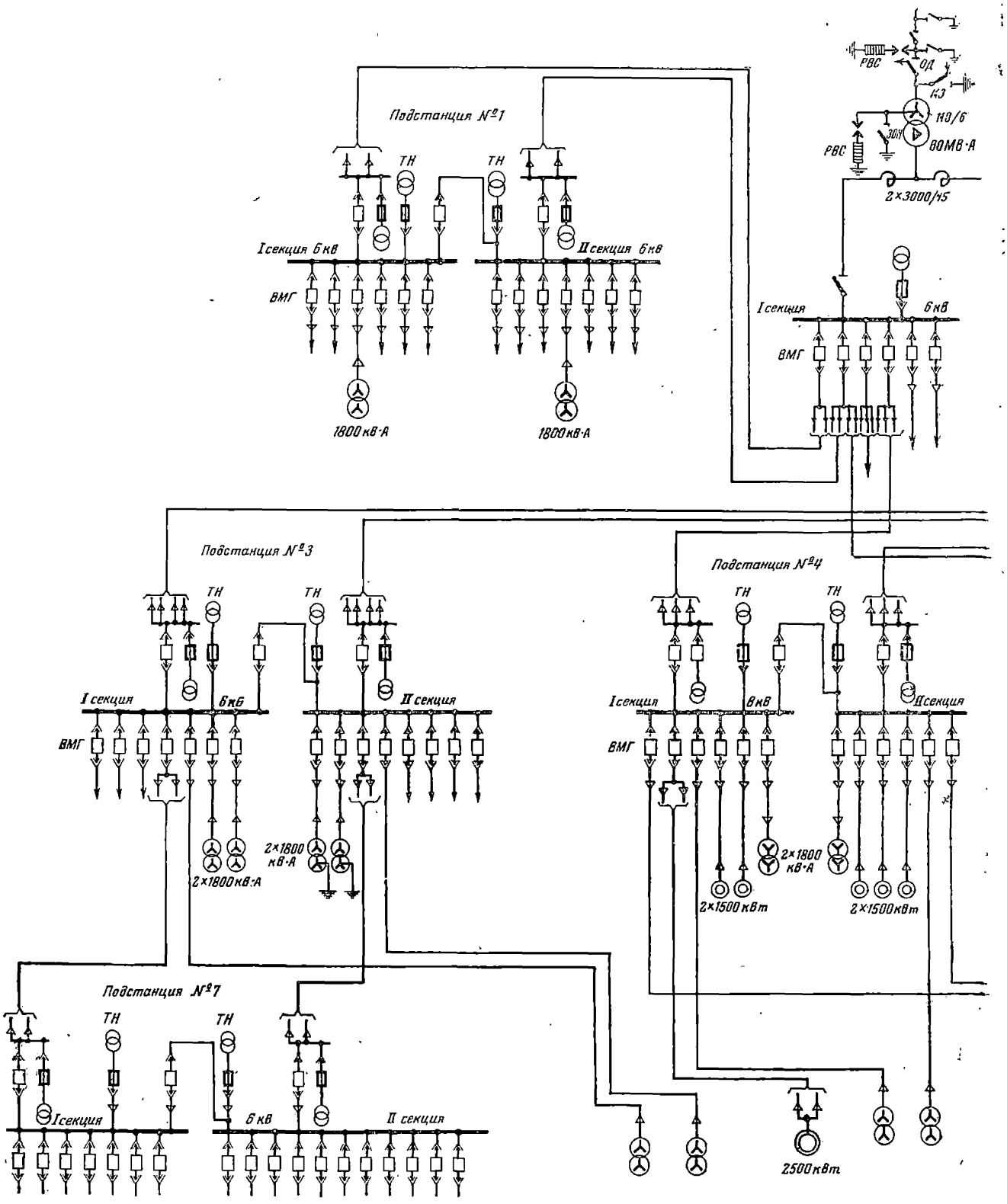
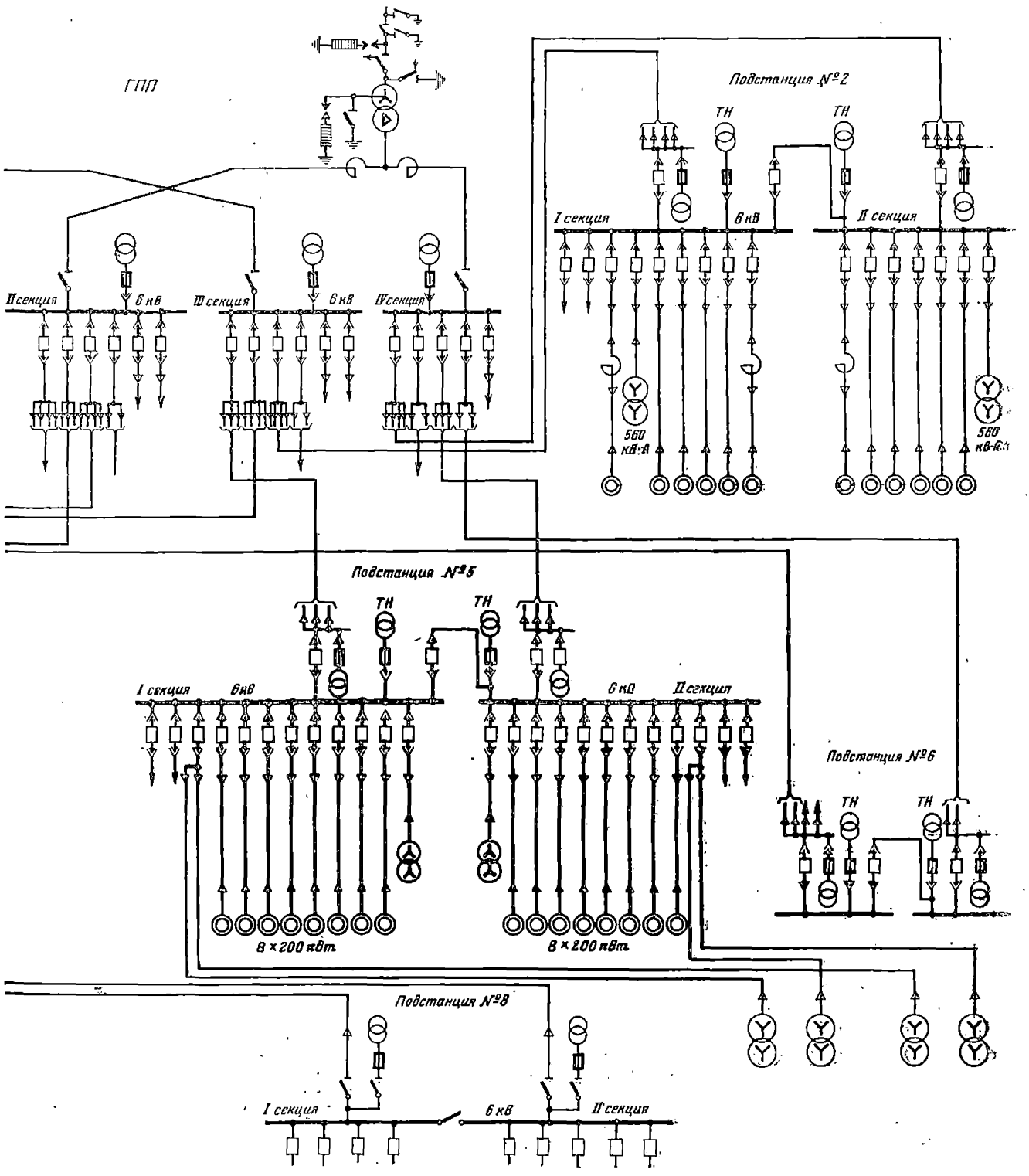


Рис. 5-25. Схема электроснаб-



жения химического комбината.

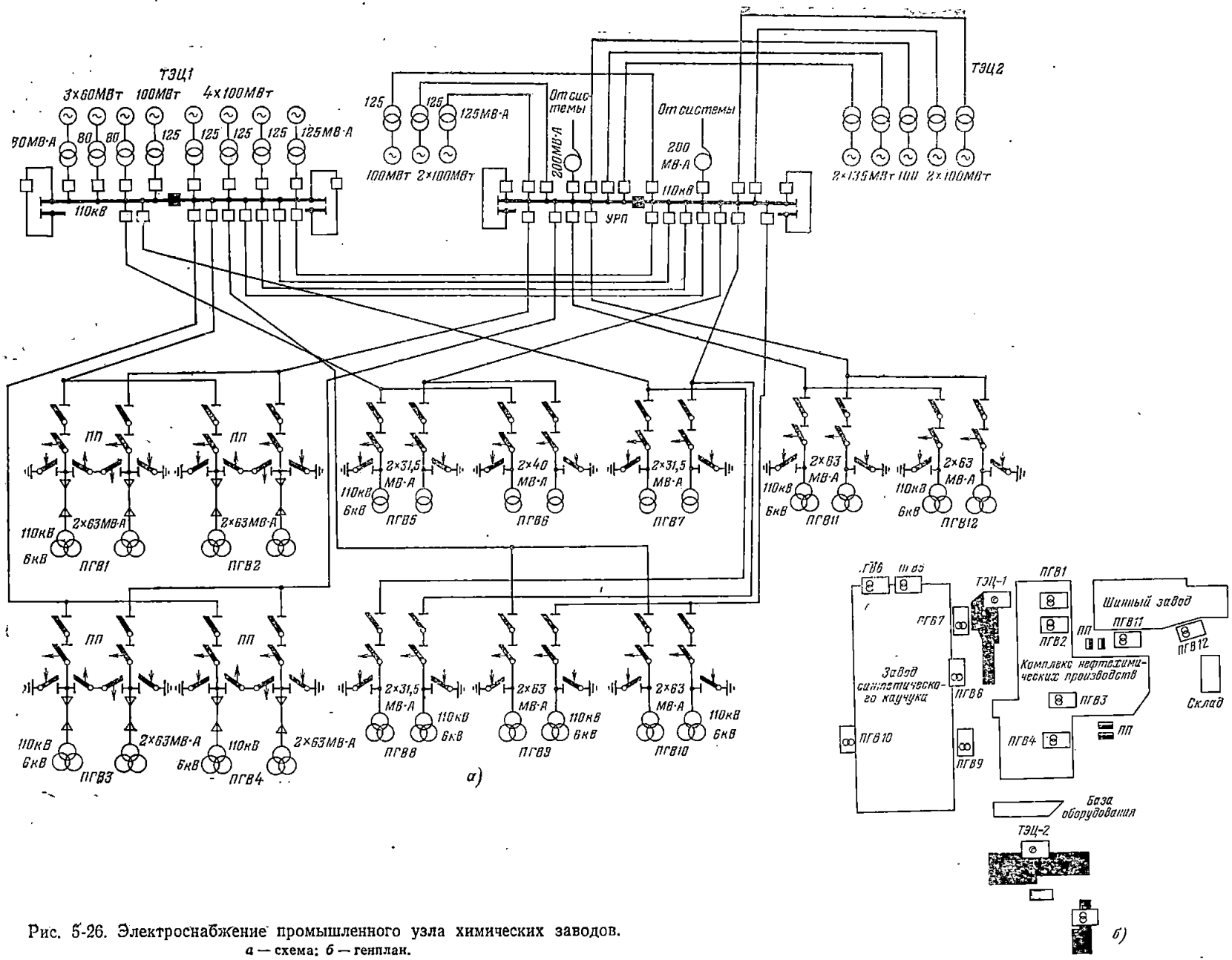


Рис. 5-26. Электроснабжение промышленного узла химических заводов.
а — схема; *б* — генплан.

и от энергосистемы. Генераторы ТЭЦ-2 и часть генераторов ТЭЦ-1 скоммутированы блоками на шины 110 кВ УРП.

Питание потребителей промышленного узла осуществляется от 12 двухтрансформаторных ПГВ. Распределение электроэнергии от ТЭЦ-1 и УРП к трансформаторам ПГВ осуществляется магистральными линиями с подсоединением двух трансформаторов на магистраль. Магистрали выполняются воздушными линиями 110 кВ. На стороне высшего напряжения ПГВ шинного завода и завода синтетического каучука устанавливаются отделители и короткозамыкатели. Питание трансформаторов ПГВ нефтехимического завода осуществлено кабельными линиями 110 кВ от переходных пунктов (ПП). На закрытых переходных пунктах устанавливаются отделители и короткозамыкатели в линиях и в перемычках и осуществляется переход от воздушной линии 110 кВ на кабельную.

На рис. 5-27 представлена схема электроснабжения первой ступени крупного металлургического завода с годовой производительностью 20 млн. т с расчетной нагрузкой 1200 МВ·А. Питание электроэнергией предусмотрено от ТЭЦ, работающей на вторичных энергоресурсах (доменный и коксовый газ), находящейся на расстоянии около 1 км от завода и от районной подстанции напряжением 500/330/110 кВ, расположенной на расстоянии около 10 км от завода. Генераторы ТЭЦ работают по схеме блока генератор — трансформатор 110 кВ на шины 110 кВ. Между секциями 110 кВ предусмотрены реакторы, благодаря чему при посадках напряжения на одной из секций на остальных сохраняется нормальное напряжение и, следовательно, секции согласно ПУЭ являются независимыми источниками питания. Шины 110 кВ районной подстанции разделены на две независимые системы таким образом, что при посадке напряжения на одной из них на второй сохраняется нормальное напряжение. Следовательно, каждая система шин также может рассматриваться как независимый источник. Таким образом, обеспечена полная надежность питания этого очень ответственного объекта во всех возможных ситуациях.

Прием электроэнергии от упомянутых источников предусмотрен на четыре узловые распределительные подстанции (УРП) 110 кВ, от которых энергия распределяется кабельными линиями 110 кВ к трансформаторам подстанций глубоких вводов (ПГВ). УРП приняты закрытого исполнения, так как большинство из них расположено в зонах с загрязненной средой. Питание каждой УРП осуществляется по четырем ВЛ 110 кВ: две ВЛ от двух разных секций ТЭЦ и две от двух независимых систем шин 110 кВ районной подстанции. Каждая линия рассчитана на половину нагрузки УРП с учетом взаимного резервирования. На УРП секции шин работают раздельно, при посадке напряжения на одной из четырех секций на остальных сохраняется нормальное напряжение.

При построении схемы распределения энергии и выборе трансформаторов были учтены некоторые специфические требования, предъявляемые этим важным и ответственным объектом. Трансформаторы ПГВ устанавливаются открыто возле крупных цехов: доменного, коксохимического, конверторного, прокатных, кислородного производства, воздуходувной станции. Число трансформаторов на ПГВ принято в зависимости от характера питаемых от них нагрузок (см. § 8-2,*б* о выборе числа трансформаторов на ГПП и ПГВ). На ПГВ3, ПГВ5, ПГВ7 и ПГВ8 предусмотрено по три трансформатора из соображений поддержания уровней напряжения, развития нагрузок и надежного резервирования; на этих подстанциях имеются электроприемники особой группы. На ПГВ10, ПГВ11, ПГВ12, ПГВ13, питающих прокатные цехи, установлено по четыре трансформатора, два из которых питают спокойную нагрузку и два — ударную. На ПГВ4 электровоздуходувной станции с очень крупной концентрированной нагрузкой установлено пять трансформаторов для питания по схеме блока линия — трансформатор пяти двигателей электровоздуходувок мощностью по 60 МВт, т. е. фактически каждый блок представляет собой как бы отдельную ПГВ. Расчеты показали, что такая блочная схема имеет технические и экономические преимущества по сравнению с шинной подстанцией.

На ПГВ, питающих коксохимический и конверторный цехи с большим числом электродвигателей средней мощности (250—630 кВт), предусмотрены трехобмоточные трансформаторы с напряжением 110/10/6 кВ. На прочих ПГВ применены трансформаторы с расщепленными обмотками 110/10/10 кВ.

Распределение электроэнергии на второй ступени производится кабельными линиями 10 кВ непосредственно от ПГВ или же через цеховые распределительные подстанции (РП).

На рис. 5-28 приведены схема первой ступени электроснабжения и генплан металлургического завода с потребляемой мощностью 350 мВ·А. Питание электроэнергией производится от заводской ТЭЦ на напряжении 10 кВ и от энергосистемы на напряжении 110 кВ. Для приема электроэнергии от системы и распределения ее по заводским подстанциям глубоких вводов (ПГВ) предусмотрена УРП

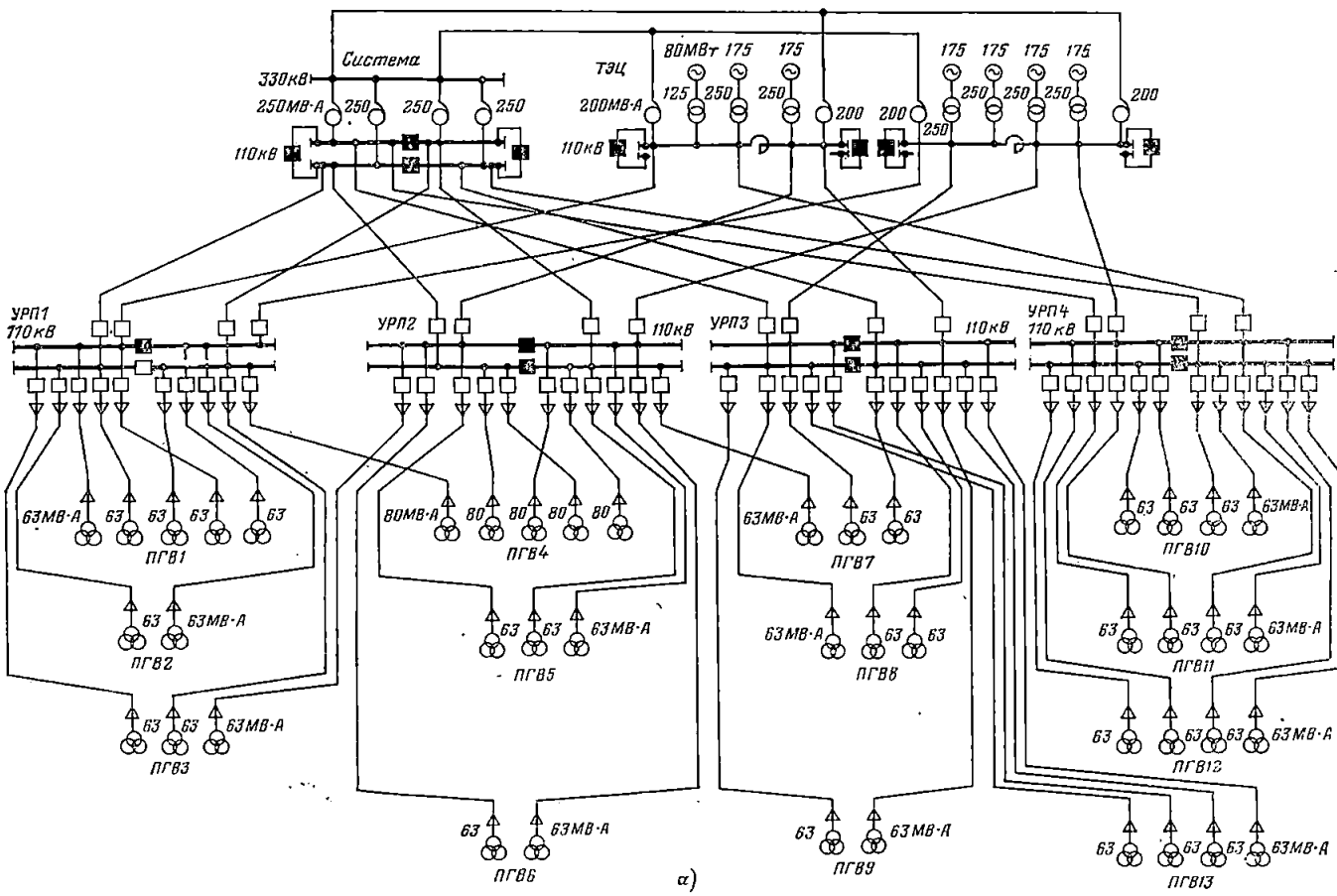
110 кВ, имеющая двойную систему шин с обходной системой. Распределение энергии на напряжении 110 кВ выполнено воздушными линиями. Распределение энергии на напряжении 10 кВ предусмотрено кабельными линиями через промежуточные РП. В цехах с потребителями 1-й категории питание РП происходит от ТЭЦ и соответствующих ПГВ. Потребители с ударными нагрузками в прокатных цехах выделены на отдельные обмотки 10 кВ трансформаторов 110/10 кВ. Оперативный ток на всех подстанциях принят постоянный; на УРП и ТЭЦ предусмотрены аккумуляторные батареи, на остальных ПГВ и РП — шкафы ШУОТ на напряжение 110 В.

На ПГВ3 предусмотрены трансформаторы с расщепленными обмотками разных напряжений: 10 и 6 кВ. Напряжение 6 кВ необходимо для питания электродвигателей средней мощности в агломерационном и коксохимическом цехах.

Представляет интерес схема электроснабжения крупного действующего металлургического завода, потребляющего мощность 800 МВ·А, приведенная на рис. 5-29. Питание завода осуществляется от двух районных электростанций (ГРЭС) на напряжении 500 и 220 кВ и от трех заводских ТЭЦ с генераторами мощностью 12—165 мВт. Распределение электроэнергии производится в основном через три узловые распределительные подстанции (УРП1, УРП2, УРП3) на напряжении 110 кВ. Каждая УРП связана с различными подстанциями энергосистемы и с заводскими ТЭЦ. Питание заводских потребителей осуществляется через 16 подстанций глубоких вводов ПГВ. Часть ПГВ питается непосредственно от шин 110 кВ заводских ТЭЦ. Развитие системы электроснабжения и источников питания происходило постепенно, одновременно с развитием завода, что обеспечивало надежность питания электроприемников на всех стадиях.

На рис. 5-30 показана схема электроснабжения чугунолитейного завода с потребляемой мощностью 260 МВ·А и с учетом перспективы ее увеличения до 380 МВ·А.

На заводе устанавливаются индукционные печи с однофазными трансформаторами



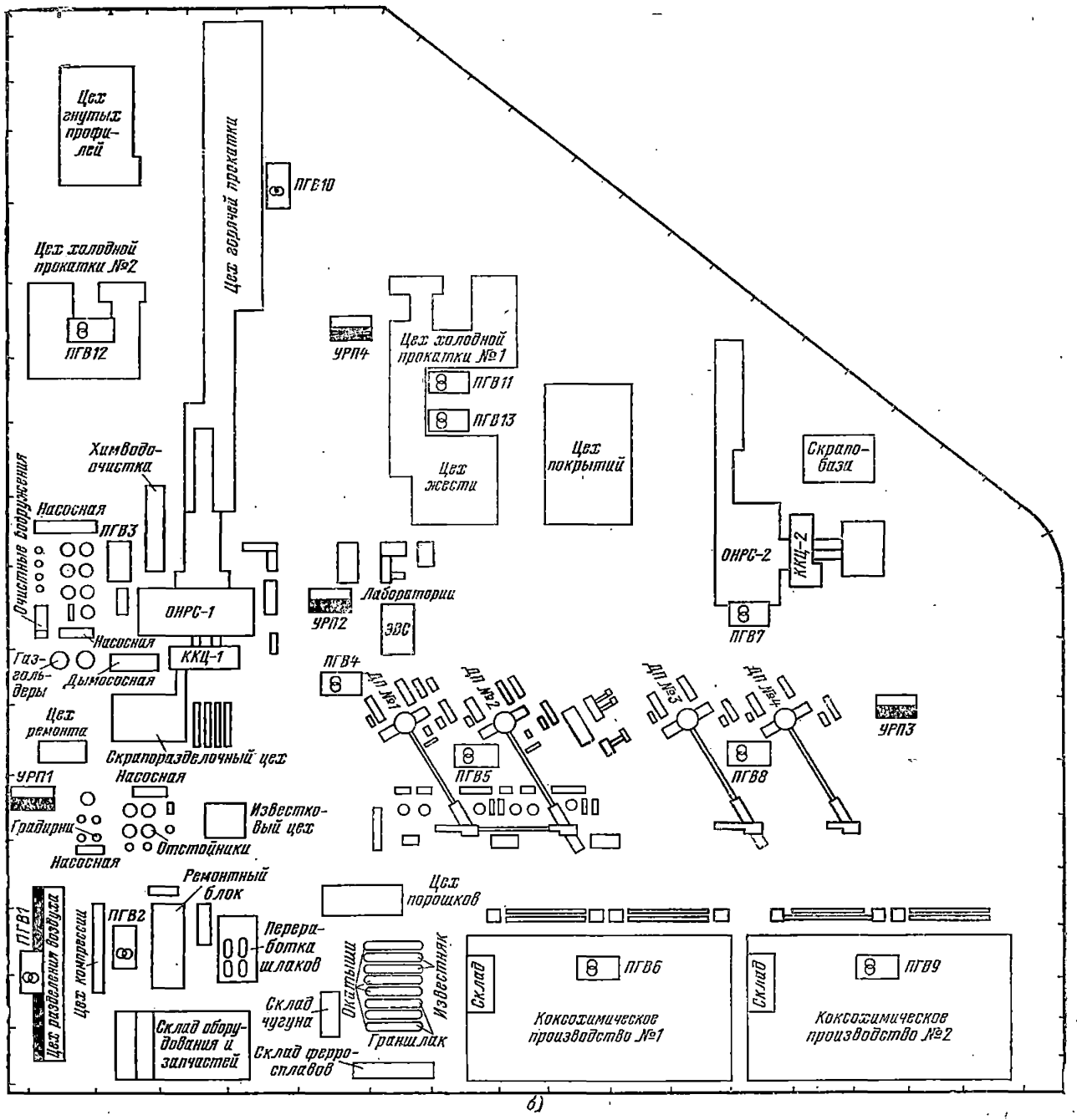
а)

Рис. 5-27. Электроснабжение крупного
а — схема;

35/2,4 кВ мощностью по 20 МВ·А. Общая нагрузка, потребляемая печами, составляет 160 МВ·А.

Питание завода осуществляется от подстанции 220/110/35 кВ с двумя автотрансформаторами по 200 МВ·А. К подстанции подходят от энергосистемы две линии 220 кВ и одна транзитная двухцепная линия 110 кВ. От подстанции 220/110/35 кВ по двум токопроводам 35 кВ получают питание РУ 35 кВ индукционных печей с общей нагрузкой 160 МВ·А и по радиальным кабельным линиям 110 кВ — две ПГВ 110/10 кВ с двумя трансформаторами 63 000 кВ·А на каждой.

Для питания потребителей «особой» категории на ПГВ1 установлен трансформатор 10 МВ·А 35/10 кВ, получающий питание от подстанции 220/110/35 кВ.



б)

металлургического завода.

б — генплан.

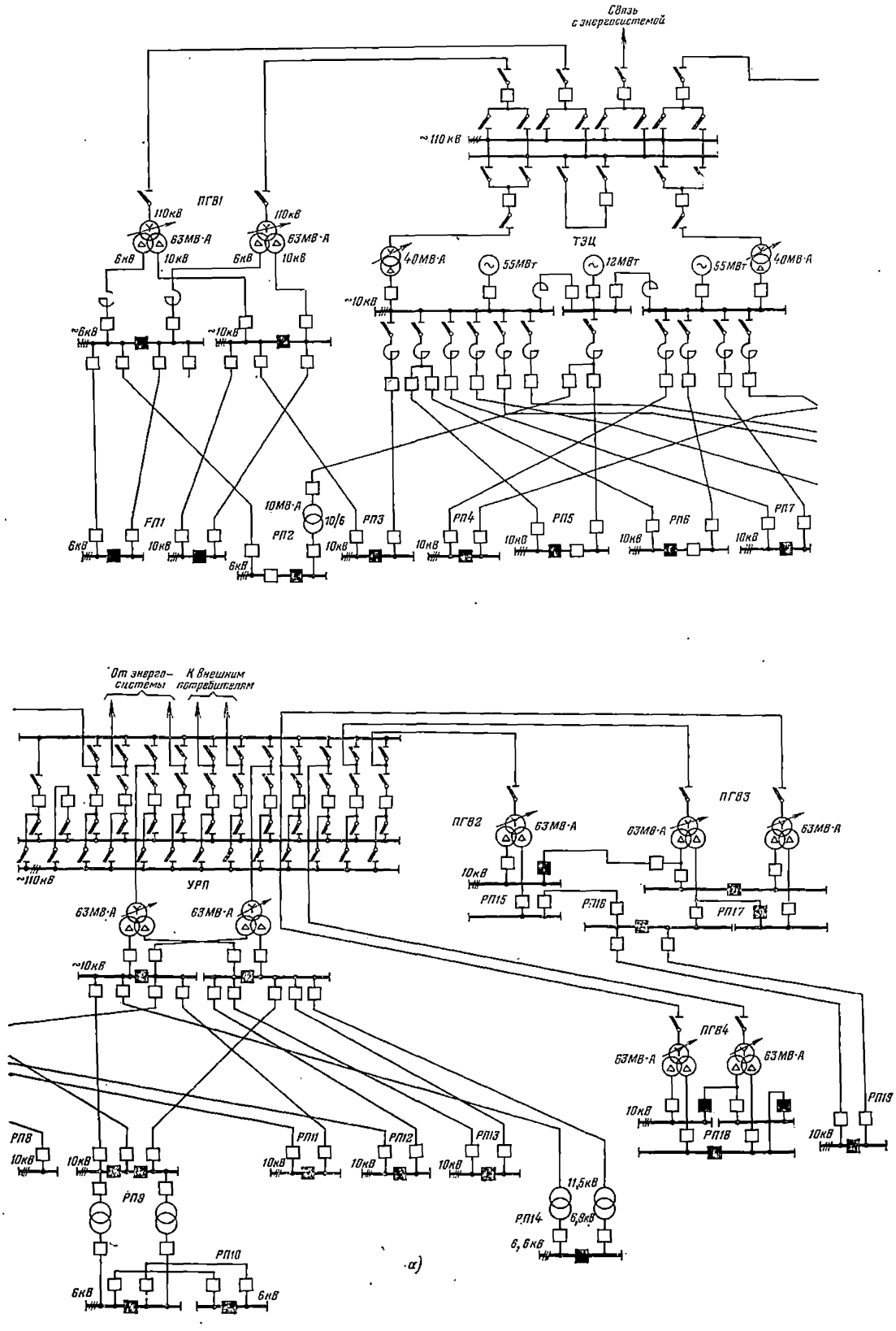


Рис. 5-28. Электроснабжение металлургического завода средней мощности.
а — схема.

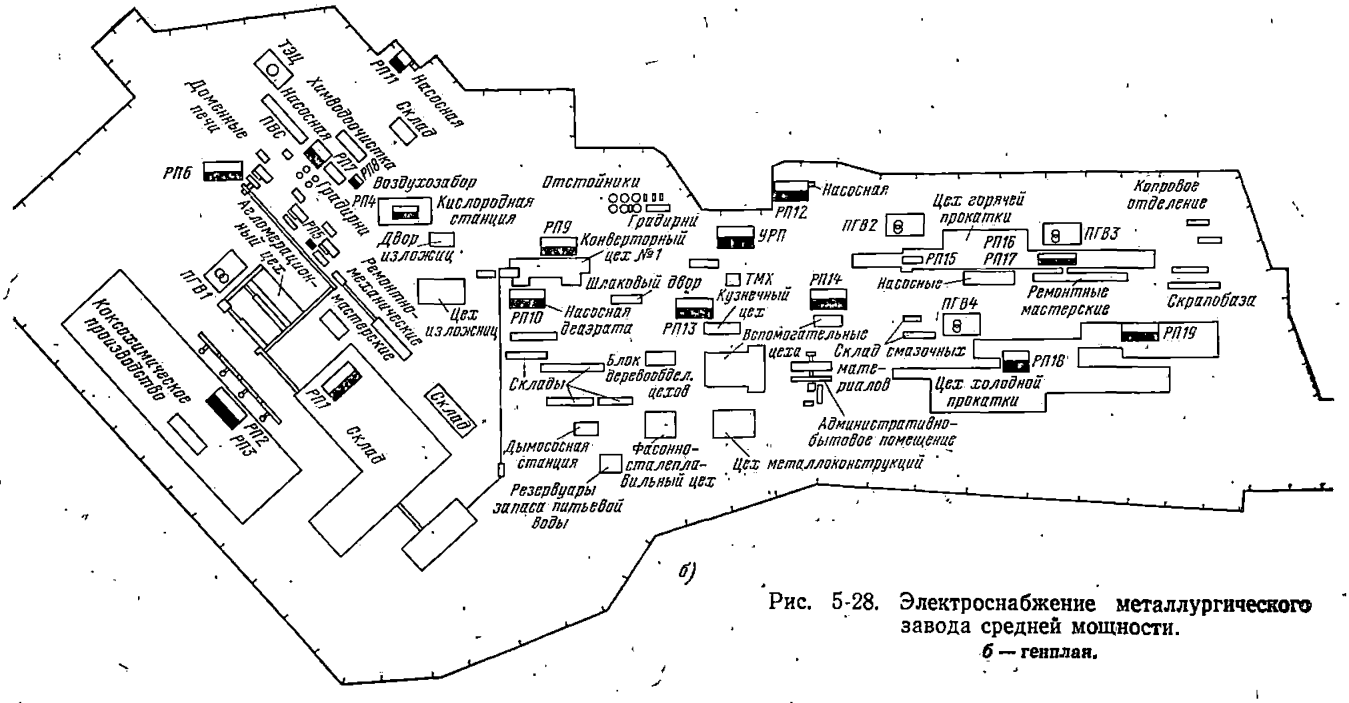


Рис. 5-28. Электроснабжение металлургического завода средней мощности.
б — генплан.

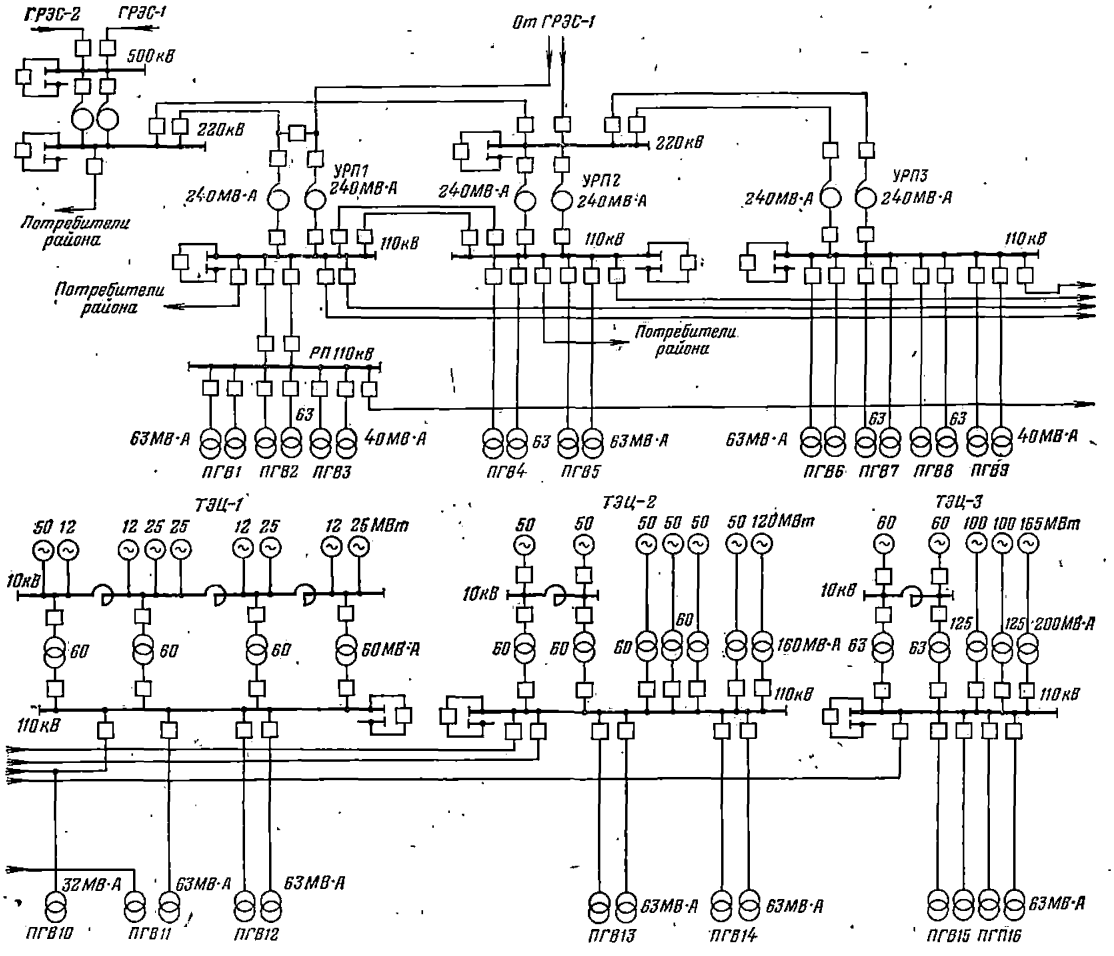
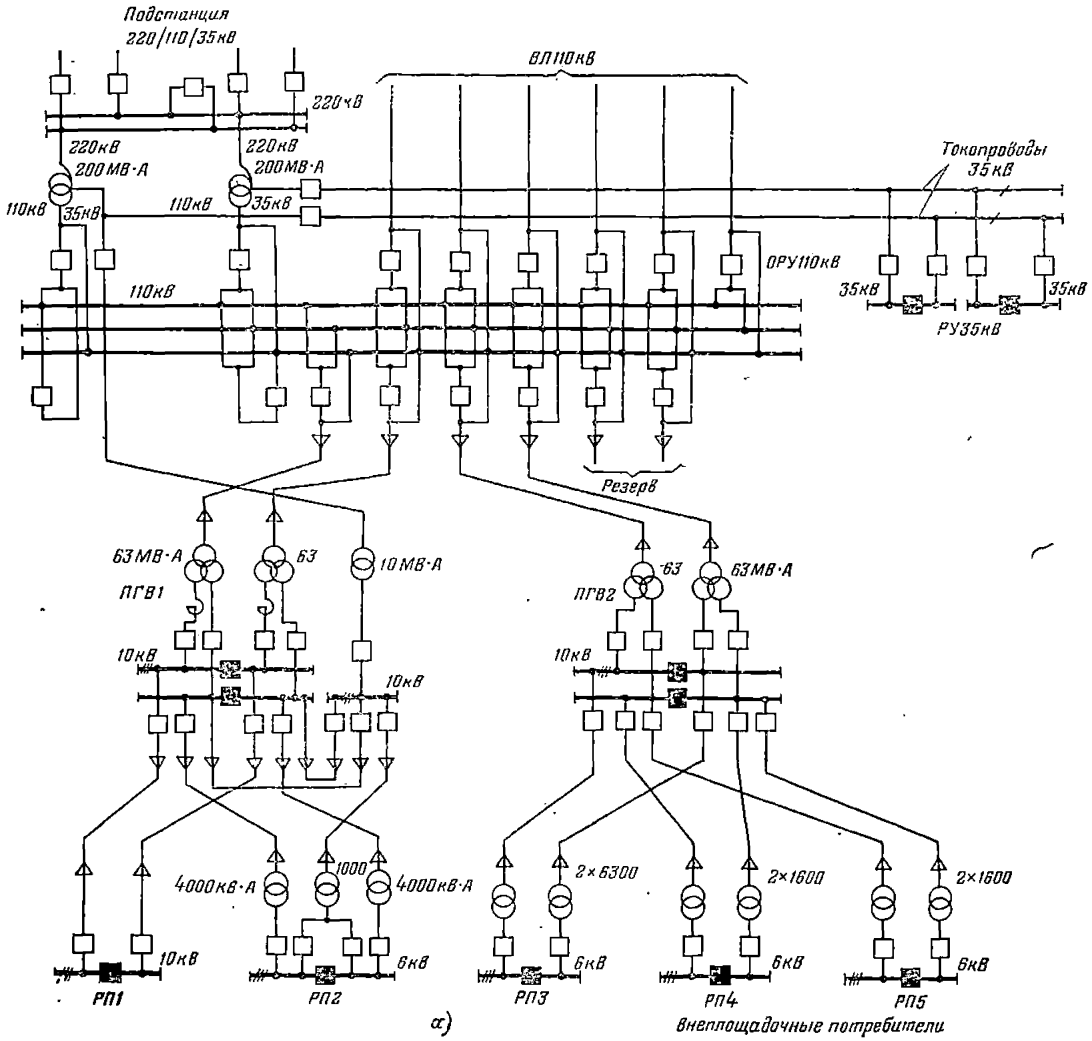
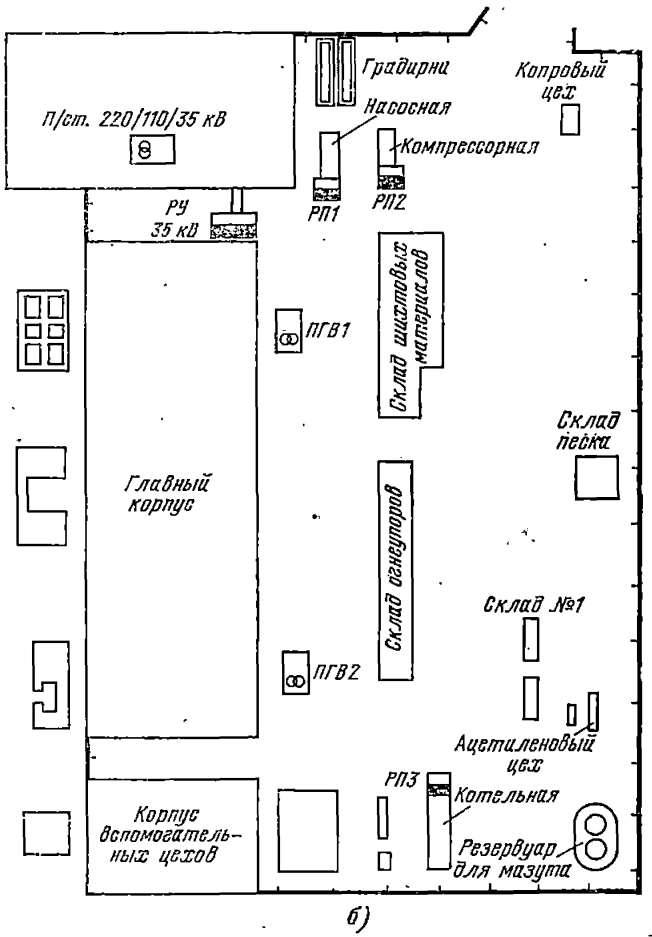


Рис. 5-29. Схема электроснабжения действующего металлургического завода.



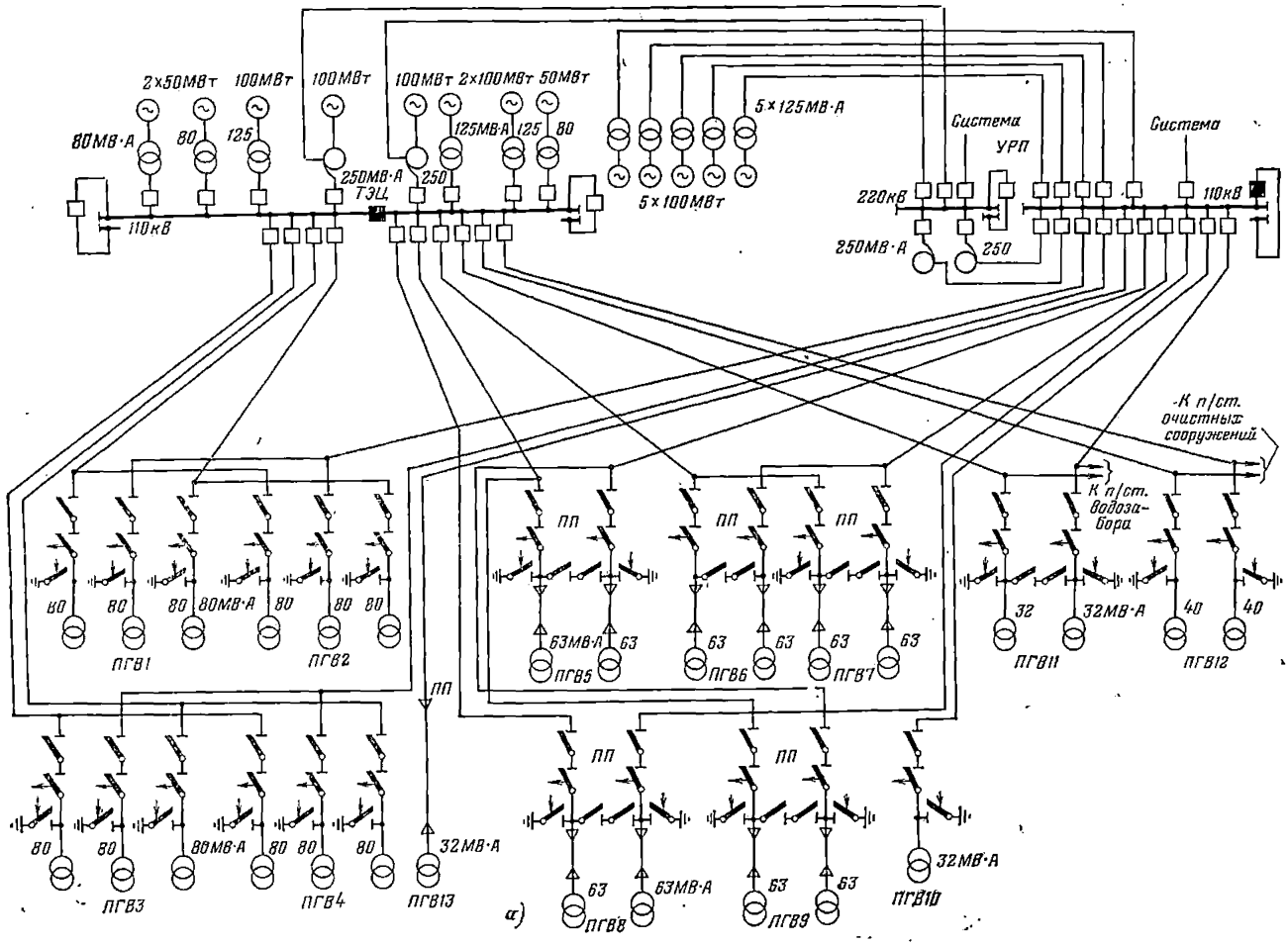
а)



б)

Рис. 5-30. Электроснабжение крупного чугунолитейного завода.

а — схема; *б* — генплан.



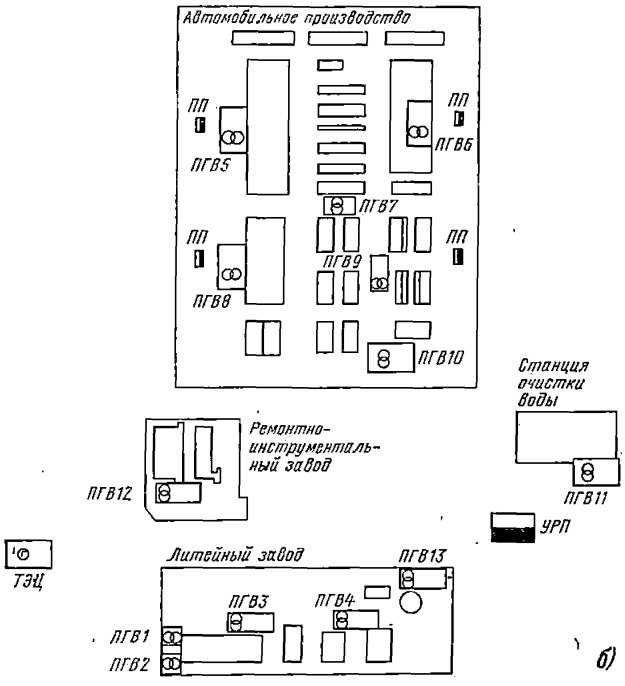


Рис. 5-31. Электроснабжение мощного комплекса автомобильного производства.
а — схема; *б* — генплан.

Кабели 110 кВ проложены в кабельном туннеле, кабели 10 кВ — на эстакаде, совмещенной с технологической эстакадой.

В связи с тем, что напряжение 35 кВ используется в нормальном режиме только для питания индукционных печей, специальные симметрирующие устройства не предусматриваются.

На рис. 5-31 приведена схема электроснабжения первой ступени очень мощного комплекса автомобильного производства с потребляемой мощностью 1200 МВ·А. Питание электроэнергией осуществляется от заводской ТЭЦ на напряжении 110 кВ и от УРП 220/110 кВ на напряжении 110 кВ. Часть генераторов ТЭЦ присоединена блоками на шины 110 кВ ТЭЦ, другая часть генераторов скоммутирована на шины 110 кВ УРП.

Связь заводской ТЭЦ с энергосистемой осуществляется на напряжении 220 кВ через шины УРП.

Так как шины 110 кВ ТЭЦ секционированы и работают раздельно, то можно считать, что комплекс получает питание от четырех независимых источников.

Питание потребителей комплекса осуществляется от 13 подстанций глубокого ввода

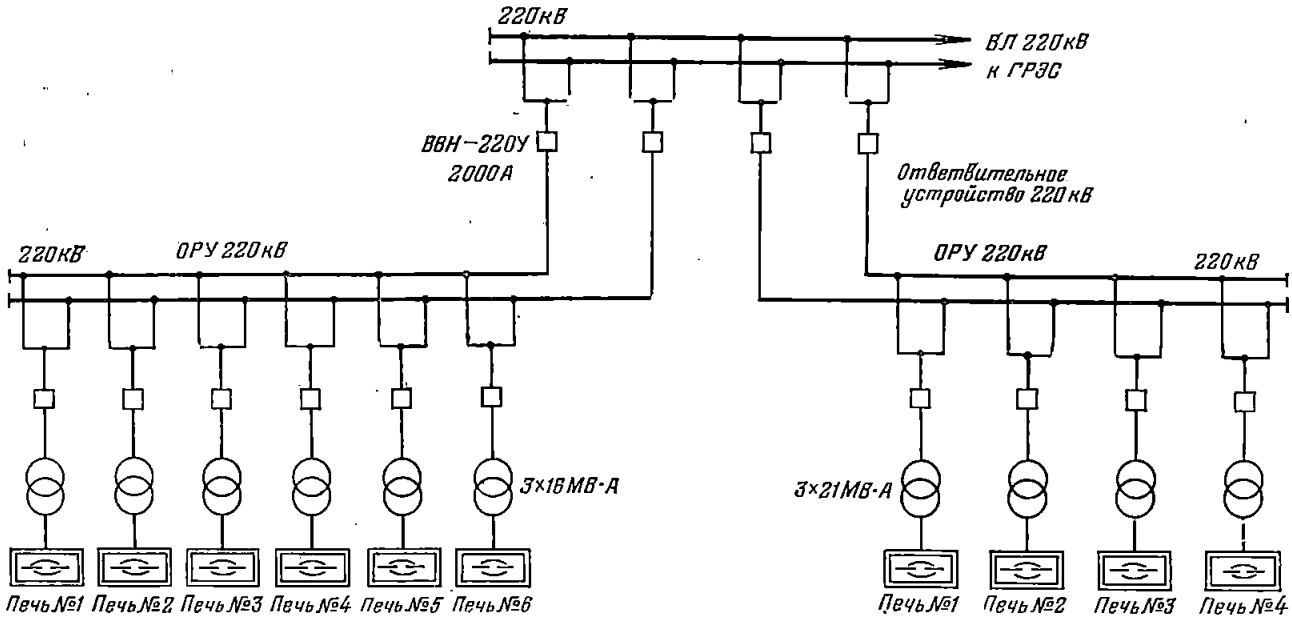


Рис. 5-32. Схема электроснабжения ферросплавного завода.

(ПГВ). Питание трансформаторов ПГВ выполнено магистральными линиями с присоединением двух трансформаторов на магистраль, с применением отделителей и короткозамыкателей. Питание трансформаторов ПГВ автомобильного производства осуществляется кабельными вставками 110 кВ через закрытые переходные пункты (ПП), в которых размещены отделители, короткозамыкатели на линиях и перемычках между ними.

Трансформаторы ПГВ автомобильного производства расположены непосредственно у стены корпуса. На стороне высшего напряжения трансформаторы имеют закрытый кабельный ввод 110 кВ. На стороне 10 кВ трансформаторы с помощью токопроводов, выполненных в виде алюминиевых труб, подсоединены к шинам распределительных подстанций, расположенных в производственном корпусе в специальном помещении на отметке 15 м.

На рис. 5-32 показана схема электроснабжения двух цехов ферросплавного завода. Питание осуществляется от ответвительного распредустройства 220 кВ, расположенного на площадке завода. Электроснабжение предусматривается по магистральной схеме от двухцепных линий 220 кВ, проходящих вдоль каждого цеха, от которого выполняются ответвления к электропечным подстанциям. На электропечных подстанциях устанавливаются воздушные выключатели и разъединители 220 кВ с усиленной изоляцией. Каждая линия обеспечивает по нагреву 100% нагрузки цеха. Коэффициент мощности электропечной нагрузки цехов доводится до значения 0,92 с помощью установки продольной компенсации (УПК) на электропечных агрегатах.

На рис. 5-33 приведен пример схемы электроснабжения небольшого предприятия с ответственными нагрузками. Распределение электроэнергии по предприятию происходит от двух РП, каждый из которых питается от двух независимых источников *А* и *Б*. Одиночная си-

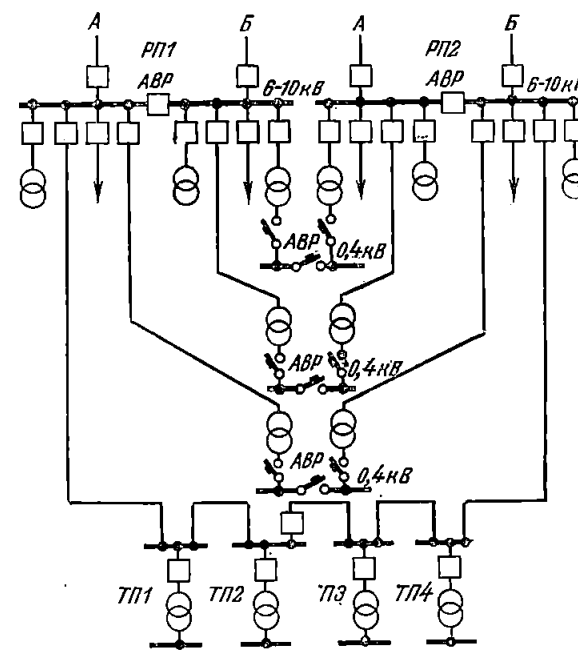


Рис. 5-33. Пример схемы электроснабжения небольшого предприятия.

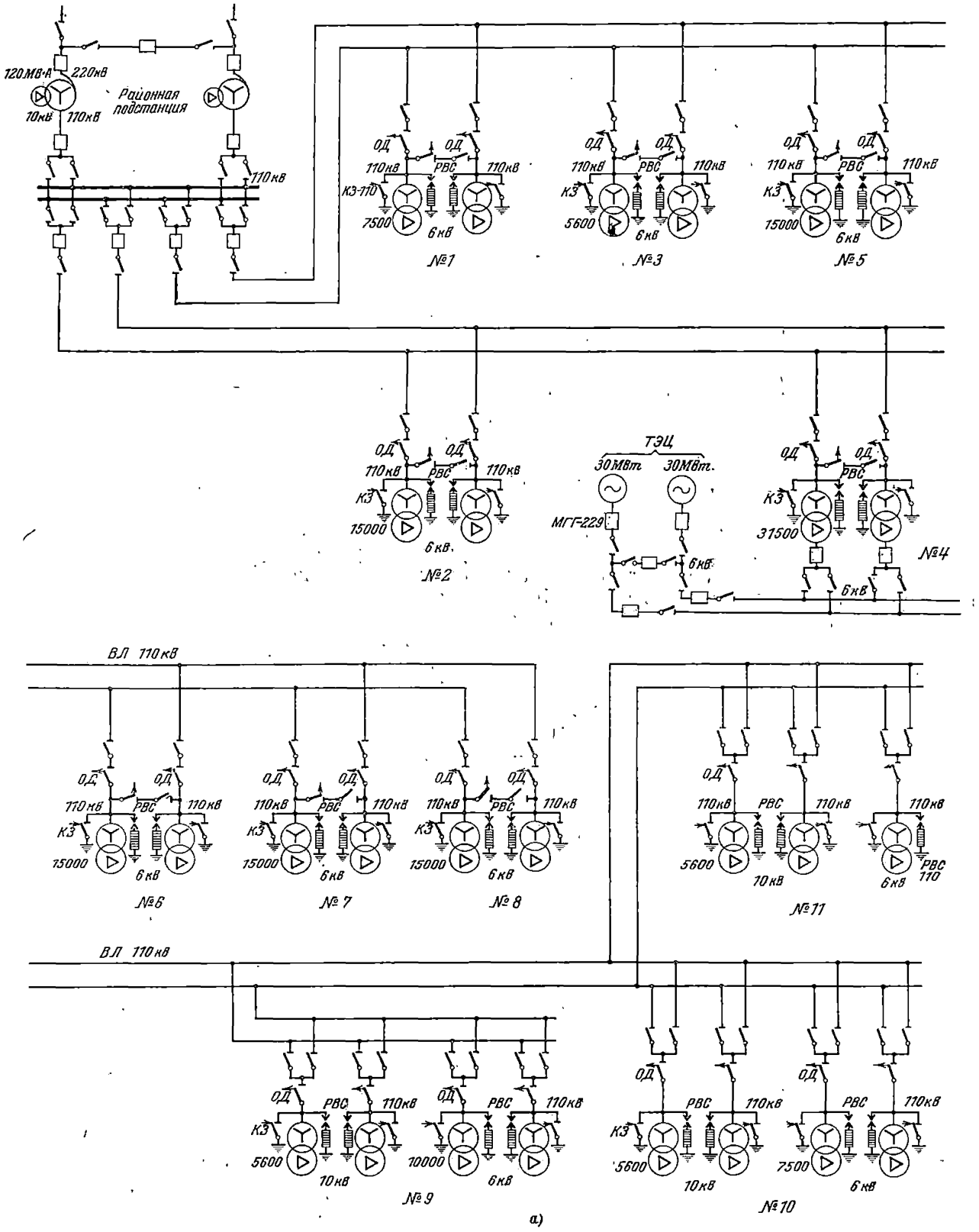
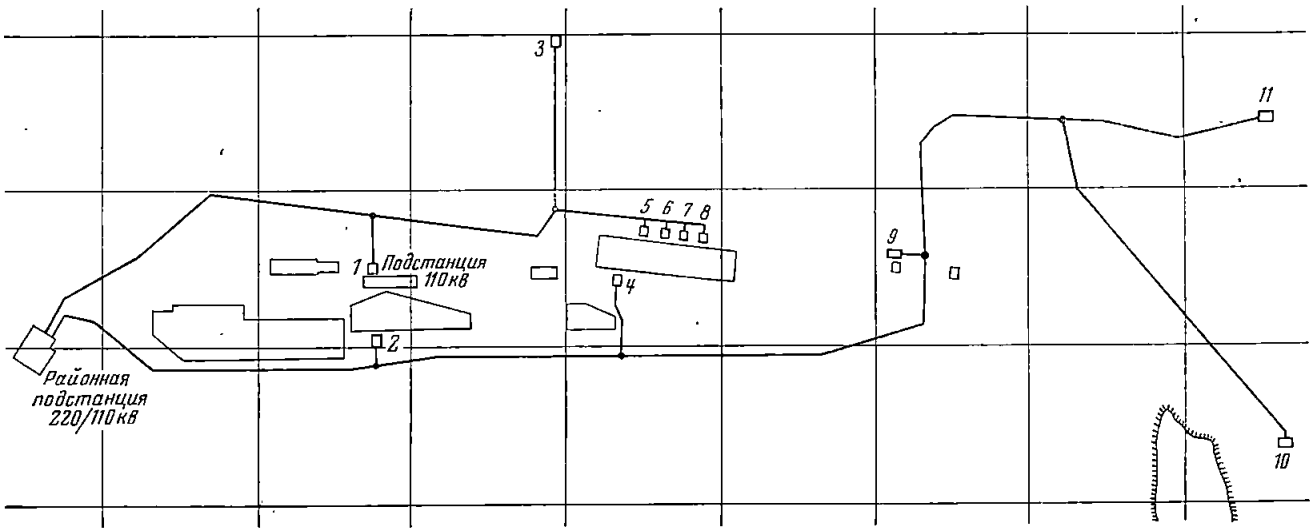


Рис. 5-34. Схема электроснабжения крупного горно-обогатительного комбината с применением глубоких вводов и разукрупненных подстанций 110 кВ.

а — схема электроснабжения.



б)

Рис. 5-34. Схема электроснабжения крупного горно-обогатительного комбината с применением глубоких вводов и разукрупненных подстанций 110 кВ.

б — генплан.

стема сборных шин РП секционирована с АВР на секционном выключателе.

Ответственные цеховые подстанции двухтрансформаторные, питаются от шин 6—10 кВ разных РП, по блочной схеме линия — трансформатор без сборных шин и без выключателей на стороне 6—10 кВ. Необходимо отметить, что в тех случаях, когда РП значительно удалены друг от друга, питание цеховых подстанций более целесообразно производить от разных секций одного РП. Шины 0,4 кВ цеховых подстанций секционированы с применением АВР на секционном автомате.

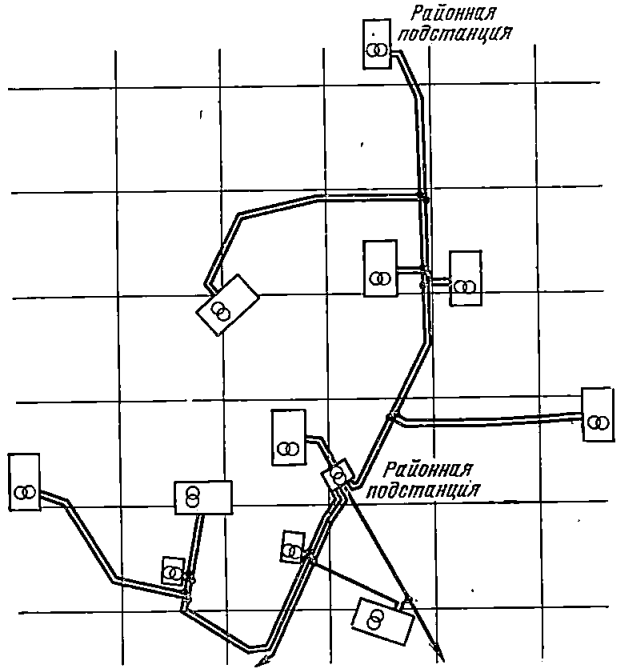


Рис. 5-35. Схема генплана крупного асбестового месторождения с применением глубоких вводов и разукрупненных подстанций 110 кВ.

Менее ответственные подстанции — однотрансформаторные, питаются от кабельного кольца, разомкнутого посередине.

Схема рассчитана таким образом, чтобы при послеаварийном режиме на любом участке было автоматически обеспечено питание нагрузок 1-й и 2-й категории. При затянувшемся послеаварийном режиме неответственные потребители могут быть отключены.

В этой схеме все трансформаторы и кабели постоянно нагружены и работают при наиболее экономичном режиме с минимально возможными при данной схеме потерями электроэнергии.

На рис. 5-34 показаны схемы электроснабжения и генплан крупного горно-обогатительного комбината. Питание осуществляется по двум магистралям глубокого ввода 110 кВ, к которым присоединено по упрощенным схемам коммутации 11 подстанций с 27 трансформаторами 110/6—10 кВ мощностью 6300—40 000 кВ·А.

На рис. 5-39 показана схема генплана электроснабжения крупного асбестового месторождения с распределением энергии через подстанции глубоких вводов, которые питаются по двум магистралям от двух подстанций энергетической системы. Общее число подстанций глубоких вводов 110 кВ составляет 10.

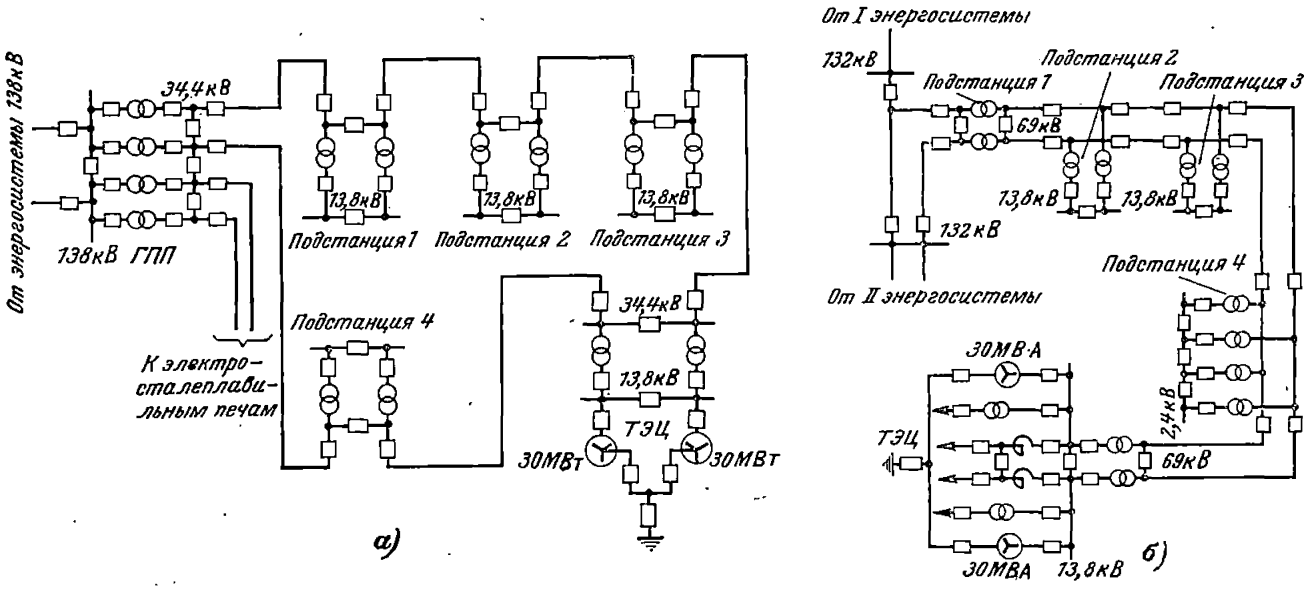


Рис. 5-36. Схема электроснабжения крупных металлургических заводов в США.
а — кольцевая схема на напряжение 34,4 кВ; *б* — схема с двойной воздушной магистралью на напряжение 69 кВ.

Эти две схемы являются наиболее характерными примерами децентрализации электроснабжения.

На рис. 5-36 приведены схемы электроснабжения двух крупных металлургических заводов в США с годовой производительностью каждого около 2 млн. т стали. Обе схемы характерны прогрессивными решениями электроснабжения: повышенные напряжения распределительных сетей, воздушные магистрали, упрощенные схемы коммутации, комплектные распределительные устройства, в том числе на разрывную мощность до 750 МВ·А.

Схема на рис. 5-36,*а* — кольцевая на напряжение 34,4 кВ с двумя источниками питания: подстанции энергосистемы 138 кВ с четырьмя понижающими трансформаторами по 41,7 МВ·А в районе прокатных цехов и собственная электростанция с двумя генераторами по 30 МВт и двумя повысительными трансформаторами 13,8/34,4 кВ мощностью по 41,7 МВ·А в районе доменного цеха. В кольце 34,4 кВ включены четыре двухтрансформаторные подстанции, расположенные в центрах основных нагрузок соответствующих цехов.

Питание сталеплавильного цеха (электропечей) выделено на две отдельные (из-за толчков нагрузки) радиальные линии по схеме блока трансформатор — линия, отходящие непосредственно от главной понизительной подстанции 138/34,4 кВ. Сеть 34,4 кВ имеет глухозаземленную нейтраль, нейтраль сети 13,8 кВ заземлена через токоограничивающие сопротивления.

Перемычки на стороне 34,4 кВ нормально замкнуты.

Мощные двигатели присоединены непосредственно к сети 13,8 кВ, двигатели средней мощности к сети 2,4 кВ и небольшие двигатели к сети 0,48 кВ.

Схема на рис. 5-36,*б* предусматривает внутризаводское распределение электроэнергии при напряжении 69 кВ при помощи двойных воздушных магистралей, выполненных в виде двухцепной линии передачи от двух источников питания предприятия: подстанции районной системы 132 кВ с двумя понизительными трансформаторами мощностью по 50 МВ·А и собственной электростанции с двумя генераторами по 30 МВ·А и двумя повысительными трансформаторами мощностью по 33 МВ·А. К магистрали присоединены три понизительные подстанции. Предусмотрены высокая степень автоматизации, автоматическая синхронизация напряжения источников питания, дистанционное управление переключением под нагрузкой питающих трансформаторов ГПП. Управление выключателями и разъединителями производится с диспетчерского пункта.

5-4. ТРЕБОВАНИЯ К СХЕМАМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРИ НАЛИЧИИ «ОСОБЫХ» ГРУПП ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ

Электроснабжение особых групп электроприемников, упоминаемых в гл. 3, следует осуществлять таким образом, чтобы при выводе в длительный ремонт любого элемента систе-

мы электроснабжения сохранялось питание этих электроприемников от двух независимых источников, т. е. и в тех случаях, когда для всех остальных электроприемников остается только один независимый источник. Для этой цели, кроме двух основных источников постоянного питания, требуется третий (аварийный) независимый источник минимальной мощности, необходимый только для безаварийного останова производства и отнюдь не для продолжения работы предприятия. Мощность аварийного источника зависит от характера технологии данного производства. Этот источник должен находиться в постоянной готовности к немедленному включению и автоматически включаться при исчезновении напряжения на обоих основных источниках питания или же должен всегда оставаться в работе при аварийном отключении основных источников питания предприятия.

При выходе из работы одного из двух основных источников питания аварийный источник немедленно переводится в состояние готовности к включению, т. е. в режим «горячего» резерва. Это производится путем включения на холостой ход аварийной дизельной станции или аварийной перемычки и т. п. При этом схема электроснабжения должна быть построена таким образом, чтобы аварийное питание от третьего источника подводилось только к тем электроприемникам, которые необходимы для безаварийного останова производства во избежание перегрузки аварийного источника.

С точки зрения требуемой степени быстродействия восстановления питания электроприемники особой группы можно условно подразделить на две подгруппы. Электроприемники первой подгруппы допускают небольшой перерыв питания (0,5—2 с). Их питание должно быть восстановлено ранее, чем технологические параметры производства достигнут критических значений (см. рис. 3-2). В химических производствах к этой подгруппе относятся технологические блокировки и защиты КИП, АСУ, некоторые электрозадвижки, отсекатели и т. п. Электроприемники второй подгруппы допускают перерывы до 1—2 мин; к ним относятся масляные насосы уплотнения взрывоопасных и токсичных газов, насосы масляной смазки турбокомпрессоров, электрозадвижки, валоповоротные механизмы, а также аварийное освещение и вентиляция для обеспечения безопасности работающего персонала.

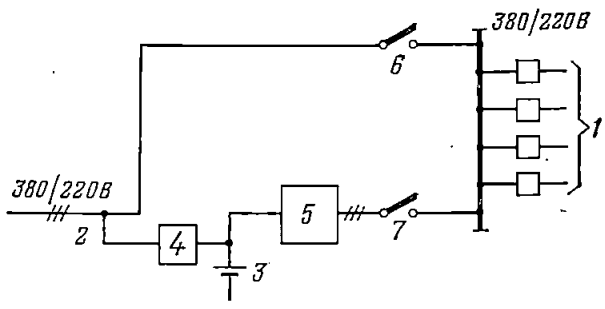


Рис. 5-37. Схема агрегата бесперебойного питания.

Разработка рациональной и экономичной схемы питания электроприемников особой группы представляет собой существенные трудности.

При выборе схемы и способов питания этих электроприемников, кроме стоимости самих источников, необходимо учитывать сетевые факторы, которые могут оказать существенное влияние на экономичность решения в зависимости от числа и территориального размещения электроприемников особой группы.

В первую очередь следует стремиться обеспечить питание особых групп электроприемников путем рационального построения общей схемы электроснабжения предприятия (см. рис. 5-38). В ряде случаев крупные предприятия при полном развитии имеют более двух независимых территориально разобщенных источника питания, в числе которых обычно имеется ТЭЦ значительной мощности, которая определяется потребностью предприятия в тепле или же необходимостью использования вторичных энергоресурсов. Такое число источников определяется обычно по условиям внешнего электроснабжения и баланса электроэнергии в питающей энергосистеме. По мере развития предприятия и наращивания потребляемых им мощностей число источников может возрасти до трех и даже более.

В этих условиях можно построить общую схему электроснабжения, которая обеспечивала бы непрерывность питания потребителей «особой» группы при любых аварийных ситуациях. При отсутствии такой возможности для всех электроприемников особой группы или для некоторой их части применяются так называемые локальные источники питания ограниченной мощности, располагаемые в непосредственной близости от особых групп электроприемников. При сравнительно небольшой мощности электроприемников особой группы напряжением до 1000 В и при рассредоточенном их расположении рекомендуется предусматривать так называемые агрегаты бесперебойного (или гарантированного) питания (АПБ). В настоящее время мощность АПБ, выпускаемых промышленностью, невелика и составляет 16; 31,5; 63; 125; 250 кВ · А. Число АПБ зависит от размещения групп электроприемников, требующих гарантированного питания. Простейшая схема АПБ пред-

ставлена на рис. 5-37. При нормальном режиме электроприемники *1* питаются от общей сети переменного тока *2*. При аварии в питающей сети питание этих электроприемников автоматически переводится на аккумуляторную батарею *3*, заряжаемую выпрямителем *4*. Питание от аккумуляторной батареи подается через инвертор *5*, находившийся до аварии в холодном резерве. Переключение осуществляется электромагнитными контакторами *6* и *7*. Время перерыва питания не превышает 1 с. Эта схема наиболее экономична и надежна, требует минимума оборудования и рекомендуется во всех случаях, когда не предъявляется жестких требований к качеству питающего напряжения. Необходимость применения инвертора объясняется тем, что технологические защиты, контрольно-измерительная аппаратура, устройства телемеханики и АСУП выполняются для питания только на переменном оперативном токе. Эти схемы наилучшим образом обеспечивают питание при небольшой мощности особых электроприемников, допускающих минимальный перерыв питания.

При более значительной мощности электроприемников особой группы, а также при напряжении их выше 1000 В следует применять местные дизельные электростанции, число которых также определяется мощностью и территориальным расположением особых групп электроприемников.

Время включения локальных источников должно обеспечивать самозапуск электродвигателей особой группы.

Для электроприемников особой группы напряжением до 1000 В необходимо предусматривать задержку отпадания магнитных пускателей на время включения резерва.

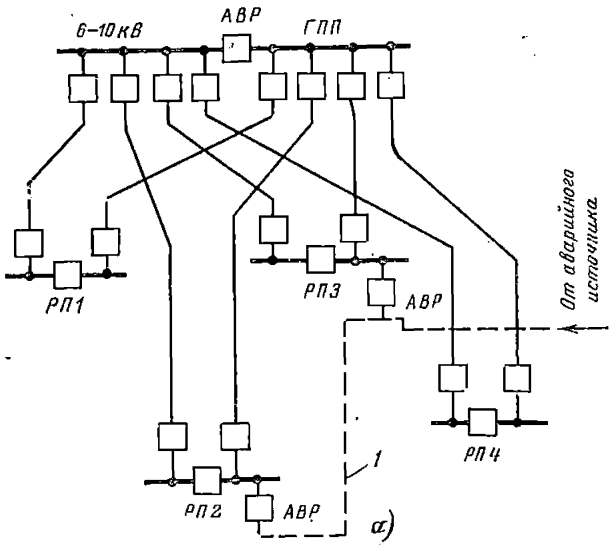
Ниже приведены некоторые схемы электроснабжения предприятий, обеспечивающие бесперебойное питание электроприемников особой группы (рис. 5-38). Эти схемы предусматривают питание электроприемников 1-й категории от двух независимых источников в полном соответствии с требованиями ПУЭ. Для питания же особых групп электроприемников предусмотрены дополнительные кабельные перемычки *1* на вторичном напряжении (6—10 кВ) от соседних подстанций или от специальных генераторов.

На рис. 5-38,*а* приведена схема электроснабжения одного из районов крупного предприятия с двумя основными независимыми источниками в виде двух секций ГПП. Для аварийного питания особых групп электроприемников, имеющихся на *РП2* и *РП3*, дополнительно предусмотрена магистраль небольшой мощности, заходящая поочередно на эти РП и питающаяся от третьего аварийного источника, в качестве которого может служить перемычка от соседнего предприятия или любой другой независимый источник, в том числе небольшой генератор, приводимый двигателем внутреннего сгорания. При наличии АВР на РП аварийное питание может быть автоматически подано на тот РП, к которому присоединены особые группы электроприемников. На *РП1*, не имеющем «особых» групп электроприемников, заход аварийной магистрали не предусмотрен. Работа схемы происходит следующим образом. При исчезновении напряжения на любой из секций *РП2* или *РП3* автоматически включается секционный выключатель и все питание *РП* переводится только на один источник по одной из питающих линий. Тогда подготовляется третий источник, чтобы обеспечить питание «особой» группы электроприемников при полной потере питания *РП2* или *РП3* от *ГПП*. Во избежание перегрузки третьего источника особые группы электроприемников выделяются или предусматривается автоматическое отключение остальных электроприемников перед вводом третьего источника питания.

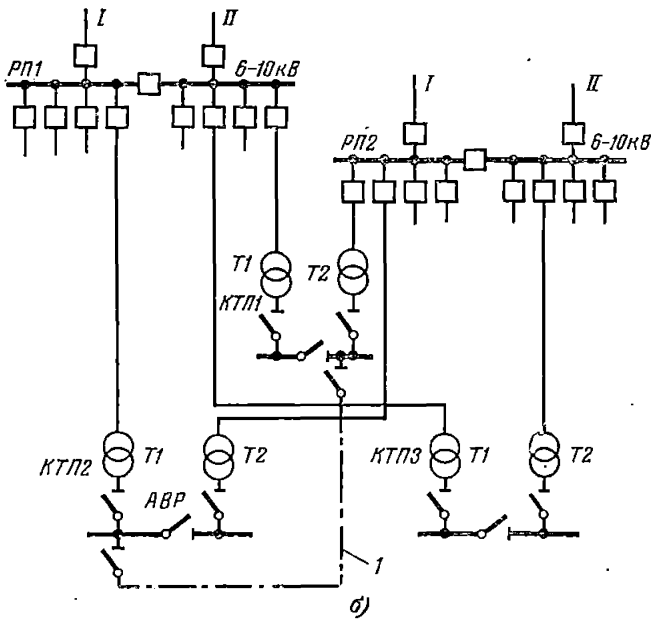
На рис. 5-38,*б* приведен пример схемы электроснабжения сравнительно небольшого участка крупного энергоемкого предприятия, но с ответственными нагрузками. Распределение электроэнергии на этом участке происходит от двух *РП*, каждый из которых питается от двух независимых источников *I* и *II*, подключенных к разным секциям этих источников, т. е. каждая из них также является независимым источником питания в соответствии с ПУЭ. Одиночная система сборных шин *РП* секционирована с АВР на секционном выключателе. Ответственные цеховые подстанции (двухтрансформаторные) питаются от шин 6—10 кВ разных РП, расположенных на ближайшем расстоянии друг от друга по блочной схеме линия—трансформатор без сборных шин и выключателей на стороне 6—10 кВ. Шины 0,4 кВ цеховых подстанций секционированы с применением АВР на секционном автомате.

Схема рассчитана таким образом, чтобы в аварийном режиме на любом участке было автоматически обеспечено питание нагрузок особой группы, имеющихся на *КТП1* и *КТП2*, при помощи кабельных перемычек низкого напряжения между соответствующими секциями КТП.

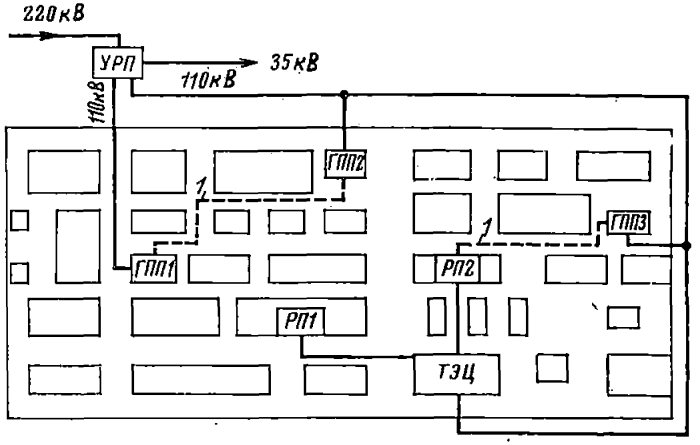
Подготовка перемычки происходит следующим образом. При выходе из работы, например, *РП2* или аварии на линии, идущей от *РП2* к трансформатору *Т2*, включается секционный автомат на *КТП2* и все элек-


6–10кВ
АВР
ГПП
РП1
РП3
АВР
От аварийного источника
РП4
1
РП2
АВР

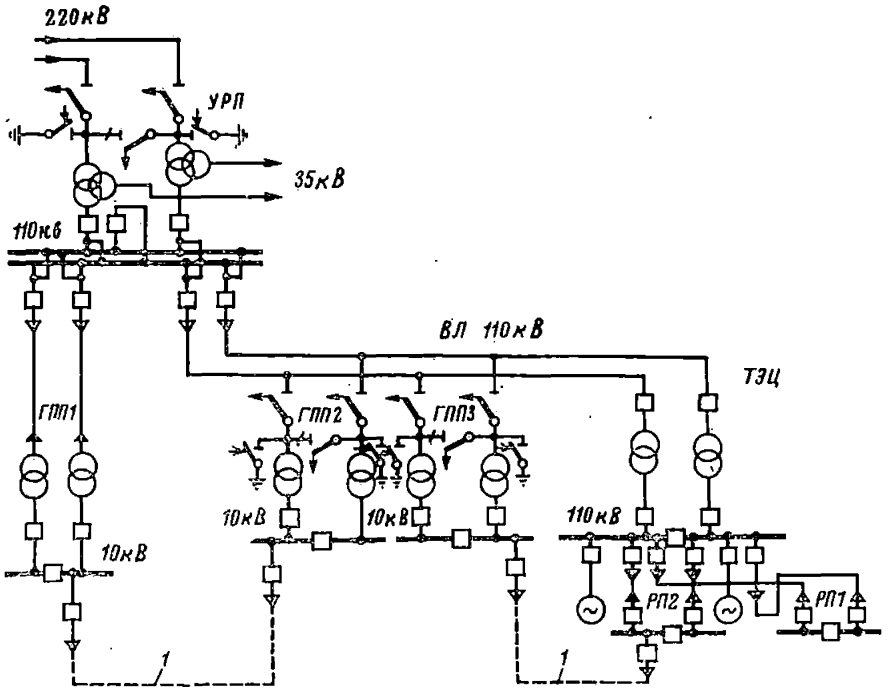
а)


I
II
РП1
6–10кВ
I
II
РП2
6–10кВ
Т1
Т2
КТП1
КТП2
Т1
Т2
АВР
КТП3
Т1
Т2
1

б)


220кВ
УРП
35кВ
110кВ
110кВ
ГПП2
1
1
ГПП3
ГПП1
РП2
РП1
ТЭЦ

в)


220кВ
УРП
35кВ
110кВ
ВЛ 110кВ
ТЭЦ
ГПП1
ГПП2
ГПП3
10кВ
10кВ
10кВ
110кВ
РП2
РП1
1
1

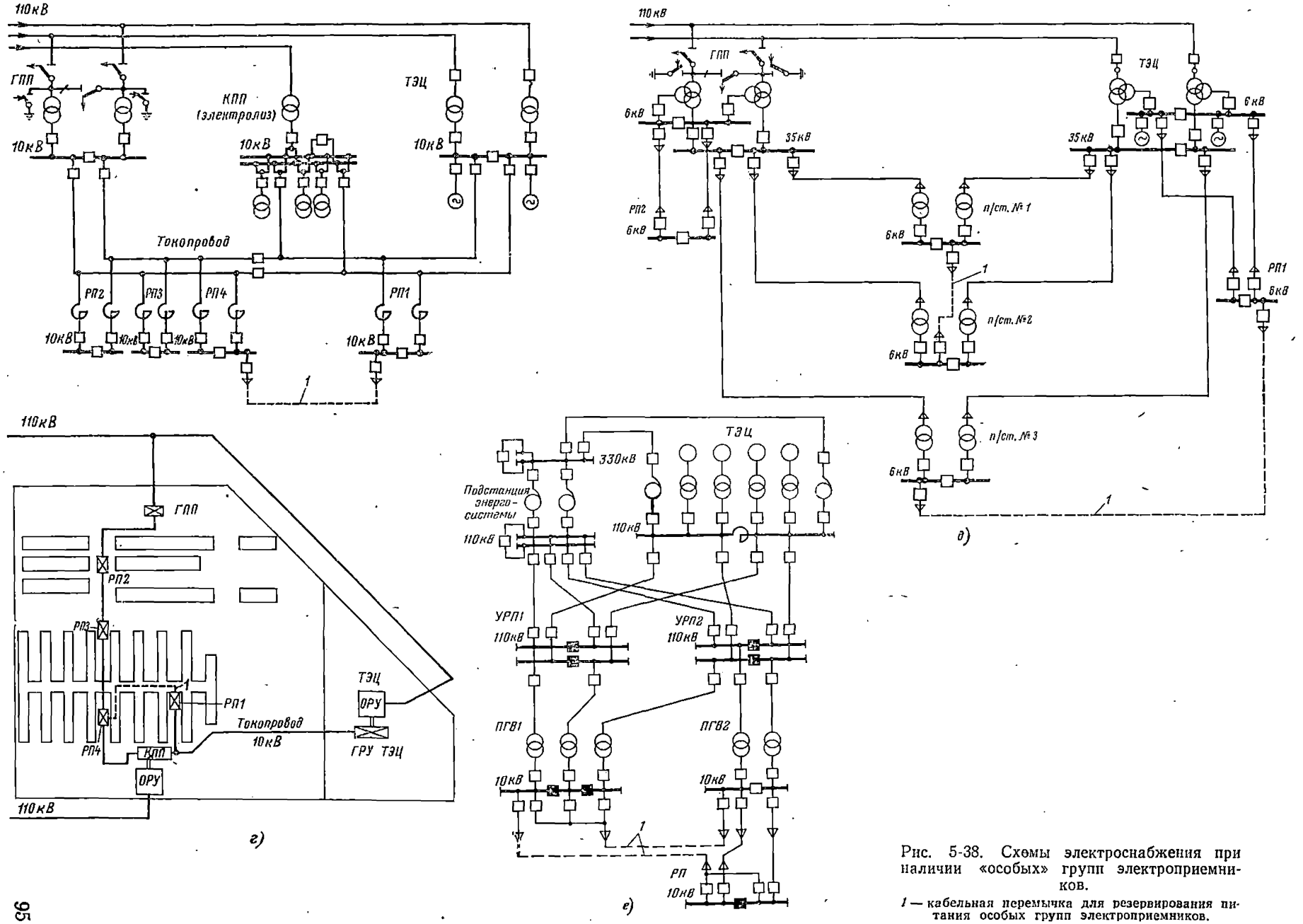


Рис. 5-38. Схемы электроснабжения при наличии «особых» групп электроприемников.

1 — кабельная перемычка для резервирования питания особых групп электроприемников.

троприемники питаются только от одной линии, идущей от *РП1,* и одного трансформатора *Т1.* Тогда проверяется готовность перемычки, и она включается со стороны *КТП1,* чтобы электроприемники особой группы не потеряли питание в случае возможной аварии с трансформатором *Т1* или питающей его линией. В последнем случае перемычка автоматически включается автоматом на стороне *КТП2.* Так как перемычка рассчитана на питание особой группы электроприемников, то они должны быть выделены или же должно быть предусмотрено автоматическое отключение остальных электроприемников во избежание перегрузки и повреждения перемычки.

На рис. 5-38,*в* показаны схема электроснабжения и план предприятия с двумя независимыми источниками питания: от энергосистемы через УРП и от собственной ТЭЦ.

Кабельные перемычки между ГПП1-ГПП2 и между *РП2* и *ГПП3* обеспечивают питание приключенных к ним особых групп электроприемников при любой аварии, включая даже полное погашение УРП или ТЭЦ.

На рис. 5-38,*г* представлены схема электроснабжения и план крупного предприятия цветной металлургии, которое получает питание от энергосистемы по двум воздушным линиям 110 кВ и от собственной ТЭЦ, связанной с энергосистемой по линиям 110 кВ.

Наиболее мощный потребитель — преобразовательная подстанция электролиза (КПП) — получает питание по отдельной ВЛ 110 кВ через отдельное ОРУ 110 кВ и, кроме того, связан по токопроводам с ТЭЦ и с ГПП. Распределение электроэнергии внутри предприятия осуществляется по мощным токопроводам 10 кВ через распределительные пункты (РП).

При наличии секционирования токопроводов и при кабельной перемычке *РП4—РП1* питание последних, имеющих особые группы электроприемников, сохраняется при любой аварии, причем взаимное резервирование может быть выполнено автоматически.

На рис. 5-38,*д* приведена схема электроснабжения крупного химического предприятия, на котором распределение энергии на первой ступени осуществляется при помощи глубоких вводов 35 кВ по схеме блока линия 35 кВ — трансформатор 35/6 кВ. На второй ступени распределение энергии производится при напряжении 6 кВ. Как и в предыдущих случаях, питание комбината производится от двух независимых источников: ТЭЦ и от энергосистемы через ГПП. Между подстанцией № 3 и *РП1* и между подстанциями № 1 и № 2, питающими особые группы электроприемников, предусмотрены кабельные перемычки 6 кВ, позволяющие сохранить их питание при любой аварии.

На рис. 5-38,*е* показана схема электроснабжения крупного энергоемкого предприятия, которое питается от двух независимых, территориально разобщенных источников на напряжении 110 кВ: от собственной ТЭЦ и от энергосистемы через две узловые распределительные подстанции (УРП).

Оба источника секционированы, и, следовательно, согласно ПУЭ предприятие получает питание от четырех независимых источников. Кабельные перемычки на напряжении 10 кВ между *ПГВ1* и *ПГВ2* и между *ПГВ1* и *РП* обеспечивают питание потребителей особой группы, подключенных соответственно к *ПГВ1* и *РП,* при любой аварии в системе электроснабжения, включая полный выход из строя одной из УРП, полное погасание энергосистемы или ТЭЦ и даже совпадение одной из этих аварий с выходом из строя одного из трансформаторов ПГВ. Включение резервных перемычек должно производиться автоматически при одновременном отсутствии напряжения на всех секциях *ПГВ1* или РП. Время включения перемычки должно приниматься минимально возможным.

Приведенные примеры показывают, как можно сравнительно недорогими средствами предусмотреть вполне надежное питание электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства.

5-5. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ С ЗАГРЯЗНЕННОЙ И АГРЕССИВНОЙ СРЕДОЙ

Многие производства выделяют различные вредности, загрязняющие окружающую атмосферу и отрицательно действующие на изоляцию и на голые токоведущие части.

Загрязненную атмосферу образуют выделяющиеся газы, пыль, влага и другие аэрозоли, осаждающиеся на изоляции и образующие на ней электропроводящий слой или пленку.

Статистические данные показывают, что число аварий вследствие загрязнения из года в год возрастает и за десятилетие (1956—1965 гг.) увеличилось в 3 раза.

Наибольшее число вредных выделений происходит на химических и металлургических заводах. Так, например, на металлургических заводах многие производства выделяют вредные газы (сернистый ангидрид, окись углерода, углеводороды), а также фенол, пыль (рудная, угольная, шлаковая, графитная) и т. д. Это не допускает открытой уста-

новки электрооборудования при применении нормальной электроизоляции. Обычно запыленность воздуха на металлургических заводах значительно превышает установленные нормы. На 1 км² оседает до 1200—1600 т (Мг) пыли в год. Образовавшаяся из осевшей пыли пленка на изоляторах в сырую погоду становится проводящей. Это вызывает частые аварии воздушных линий электропередачи и открытых подстанций, расположенных в районах, подверженных наибольшему загрязнению заводскими уносами.

На одном металлургическом заводе Донбасса за время эксплуатации (с 1948 г.) открытых подстанций и линий 110 кВ было много случаев перекрытия загрязненной и увлажненной изоляции. Изоляция настолько загрязняется промышленными уносами, что регулярные ее чистки и обмывки водой (1 раз в 2—3 мес. и чаще) не помогают. Приходится периодически применять растворители, а подвесную изоляцию заменять новой целыми гирляндами, так как произвести очистку изоляции на высоте невозможно. Произведенное усиление изоляции снизило число перекрытий, но полностью избежать их не удалось. В результате действия агрессивных газов на этом предприятии пришлось заменять сильно корродированные оцинкованные грозоотбойные тросы, тросостойки, некоторые металлические опоры и даже медные провода.

В связи с этим Министерством энергетики и электрификации СССР установлены нормативы по исполнению изоляции и по выбору типов подстанций и линий электропередачи для районов и зон с загрязненной средой [Л. 5-1][1].

В результате изучения опыта эксплуатации подстанций и ВЛ в загрязненных зонах и произведенных исследований в [Л. 5-1] были регламентированы минимальные расстояния (минимальные защитные интервалы) от источников загрязнения для различных производств, в пределах которых нельзя располагать открытые распредустройства с нормальной изоляцией (рис. 5-39). Минимальным защитным интервалом называется расстояние от источника загрязнения до границы зоны I степени загрязнения, в которой уже может быть применена нормальная изоляция. Минимальные защитные интервалы условно разделены на две половины по степени загрязнения.

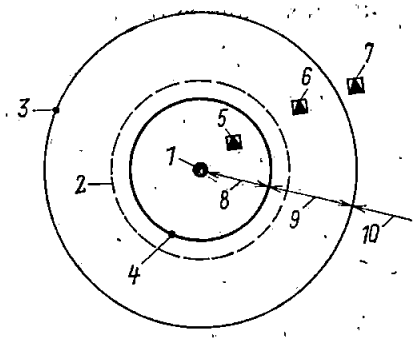


Рис. 5-39. Зоны загрязнения.

1 — источник загрязнения; *2* — санитарно-защитная зона (по СН 245-63); *3* — минимальный защитный интервал между источником загрязнения и ОРУ с нормальной изоляцией; *4* — половина минимального защитного интервала; *5* — ЗРУ; *6* — ОРУ с усиленной изоляцией; *7* — ОРУ с нормальной изоляцией; *8* — зона III степени загрязнения; *9* — зона II степени загрязнения, *10* — зона I степени загрязнения.

В первой половине интервала, характеризующейся наибольшим загрязнением (так называемая III степень загрязнения), можно ставить только закрытые распределительные устройства. Во второй, менее загрязненной половине интервала (II степень загрязнения) можно ставить открытые распределительные устройства при напряжении не более 330 кВ, но применять при этом электрооборудование с усиленной изоляцией. До освоения такого оборудования разрешается и во второй половине минимального защитного интервала ставить закрытые распределительные устройства.

Однако необходимо иметь в виду, что эти минимальные защитные интервалы установлены на базе защитных зон, регламентированных СН 245-63 Госстроя для людей, животных и растительности. Не все выделения, вредные для людей, вредны для изоляции токоведущих частей и для металлоконструкций. Поэтому основными являются упомянутые выше данные эксплуатации о поведении изоляции в зонах с загрязненной средой. В СН 174-67 Госстроя СССР рекомендуется принимать эти данные за основу при выборе места и типа подстанции на предприятиях в зонах с загрязненной средой во избежание необоснованного удорожания электроснабжения.

Для борьбы с загрязнениями применяется грязестойкая изоляция и проводятся специальные мероприятия при эксплуатации ОРУ и ВЛ (см. ниже), но, как показала практика, вопросы изоляции трудно решаются из-за неподготовленности заводов электропромышленности, а эксплуатационные мероприятия, заключающиеся в чистке, обмывке и усилении изоляции, не дают должных результатов (см. выше). Кроме того, при усилении изоляции нормальных аппаратов может произойти ухудшение их механических характеристик, в ча-

[1] В настоящее время эти нормативы пересмотрены Минэнерго в сторону ужесточения требований к выполнению и размещению подстанций и ВЛ, располагаемых в зонах с загрязненной средой. Однако эти ужесточения вызывают значительное увеличение капиталовложений и еще не прошли согласования в установленном порядке.

стности динамической устойчивости при протекании токов к. з.

Поэтому радикальное решение проблемы надежности системы электроснабжения предприятий с производствами, выделяющими вредности, следует искать в двух основных направлениях: 1) применение эффективных мероприятий по очистке газов и улавливанию вредных выделений и сооружение высоких труб для их выброса; 2) применение рациональных проектных решений в схемах электроснабжения и коммутации, размещении подстанций и их конструктивном выполнении.

Схемы коммутации подстанций должны быть максимально просты с целью уменьшения числа изоляторов и аппаратов. Чем больше на подстанции аппаратов, изоляторов и голых токоведущих частей и контактов, тем больше вероятность их загрязнения и повреждения. Нужно применять встроенные трансформаторы тока, избегая установки отдельных выносных трансформаторов тока, измерение и защиту строить таким образом, чтобы не применять трансформаторов напряжения на стороне первичного напряжения 35—220 кВ и т. д.

Для подстанций глубоких вводов 35—220 кВ в зонах с загрязненной средой целесообразно применять преимущественно радиальные кабельные или воздушные линии 110—220 кВ по схеме блока линия — трансформатор. Питание таких подстанций нужно осуществлять от узловых распределительных подстанций 110—220 кВ (УРП), расположенных у границы предприятия за пределами зоны II степени загрязнения, или же от районной подстанции энергосистемы, если последняя расположена в непосредственной близости от предприятия. На узловых подстанциях размещается вся коммутационная аппаратура и осуществляются защита и управление трансформаторами глубоких вводов (см. рис. 5-40). Отключающий импульс от защит трансформатора глубокого ввода (см. рис. 8-19,*а*) подается на головной выключатель УРП (или другого источника питания).

При этом в зоне III степени загрязнения можно допустить при радиальном питании даже глухое присоединение трансформатора к воздушной линии, предусматривая разъем ошиновки для создания видимого разрыва с целью обеспечения безопасности ремонтных работ.

Наиболее рациональным решением системы электроснабжения в зонах с загрязненной средой являются кабельные радиальные линии глубоких вводов 110—220 кВ и специальные трансформаторы, у которых кабельный ввод 110—220 кВ составляет одно конструктивное целое с трансформатором (см. рис. 8-55). Выводы вторичного напряжения 6—10 кВ выполнены шинами в закрытых коробах или кабелями. Никаких открытых голых токоведущих частей, контактов и аппаратов на таких подстанциях нет. Такое схемное и конструктивное решение подстанции является идеальным по надежности для зон с загрязненной средой.

Когда по условиям общей схемы электроснабжения приходится все же применять в зоне с загрязненной средой так называемые «отпаечные» подстанции (см. рис. 5-1), нужно выбирать наиболее простую схему коммутации и наиболее компактное конструктивное их выполнение. Не следует устраивать перемычки (мостики) между двумя линиями, особенно в зоне III степени загрязнения; рекомендуется исключить короткозамыкатель и применить схему с передачей отключающего импульса. Можно отказаться от разъединителя и применить в зоне III степени загрязнения ремонтный разъем «ошиновки», так же как и при радиальном питании (см. рис. 8-19,*а*). Тогда в схеме подстанции останется только отделитель, и она приблизится к простейшей схеме с глухим присоединением трансформаторов при радиальном питании, показанной на рис. 5-2.

Такие простейшие открытые подстанции глубоких вводов 110—220 кВ с усиленной изоляцией допустимо в отступление от [Л. 5-1] применять в любых зонах загрязнения. Сказанное распространяется и на схему блока линия — трансформатор с установкой выключателя возле последнего. При этом степень усиления изоляции выключателя должна быть такая же, как и для воздушных линий, проходящих в этой зоне. Трансформаторы во всех зонах загрязнения допускается устанавливать открыто, но с применением усиленной изоляции вводов.

Подстанции со сложной схемой коммутации, со сборными шинами, с выключателями и другими коммутационными аппаратами следует по возможности удалять от наиболее интенсивных очагов выделения вредностей и размещать их в зонах с минимальной степенью загрязнения. При невозможности удаления такие подстанции должны выполняться закрытыми, а если открытыми, то с усиленной изоляцией в зависимости от интенсивности загрязнений. Узловые подстанции 35—220 кВ со сложной развитой схемой коммутации, служащие для приема энергии от энергосистемы и распределения ее по подстанциям глубоких вводов 35—220 кВ (УРП) следует размещать за пределами зоны с загрязненной средой у границы предприятия.

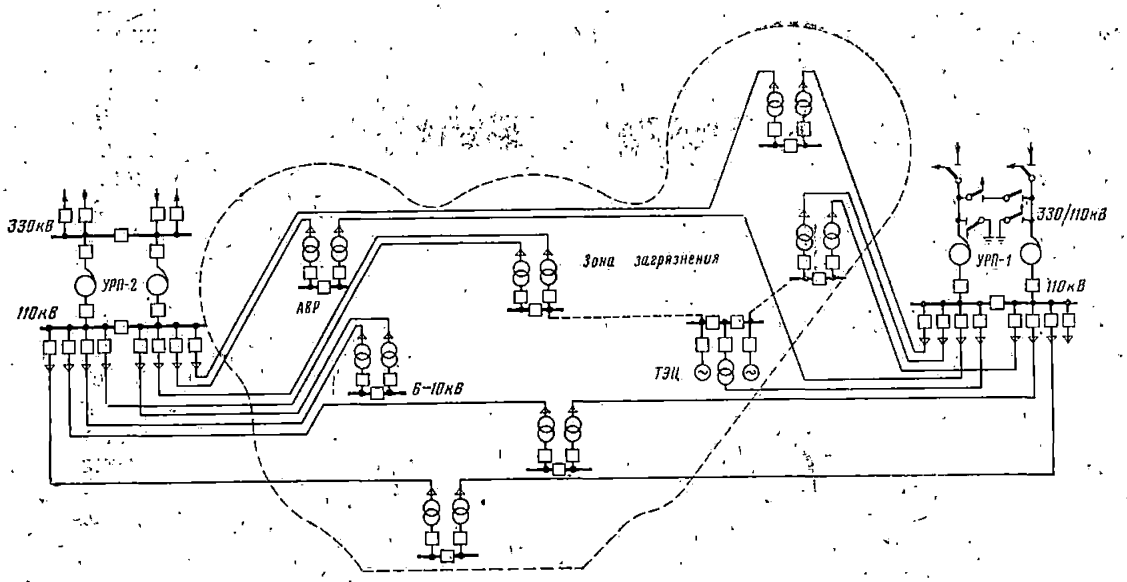


Рис. 5-40. Схема электроснабжения объектов металлургического завода, расположенных в загрязненной зоне.

Питание особо важных объектов в зонах с загрязненной средой нужно предусматривать не менее чем от двух УРП (или других источников), расположенных с противоположных сторон площадки предприятия таким образом, чтобы была исключена возможность одновременного попадания их в факел загрязнения. Если к тому же учесть, что подстанции глубоких вводов почти всегда двухтрансформаторные и каждый трансформатор питается отдельной линией от разных УРП и что на вторичном напряжении имеется АВР, а на первичном АПВ, то надежность питания получается вполне достаточной для электроприемников любой категории, расположенных в пределах зоны с загрязненной средой.

На рис. 5-40 представлена схема электроснабжения объектов крупного металлургического завода, расположенных в зоне с загрязненной средой, отвечающая поставленным требованиям.

Большое значение имеет правильный выбор зоны и места расположения подстанций с учетом розы ветров и преобладающего их направления. Выбор места подстанции необходимо производить при обязательной консультации с проектировщиками технологической и строительной части о характере и концентрации выделяемых вредностей с учетом характера и протяженности распространения и направления вредных выделений, а также зон преимущественного их оседания, степени их воздействия на изоляцию электроустановок и устойчивости образуемых осадков на изоляции. Эти данные являются основными при выборе места и типа подстанций на предприятиях с вредными выделениями. При отсутствии или недостаточности указанных данных следует руководствоваться минимальными размерами санитарно-защитной зоны для разных отраслей промышленности, приведенными в «Санитарных нормах проектирования промышленных предприятий» (СН 245-63), причем в них следует вносить коррективы (в ту и другую сторону) на основе специфики данной отрасли.

Размещение ОРУ и прохождение трассы ВЛ нужно предусматривать таким образом, чтобы они не попадали в факел загрязнений или в полосу газовых уносов. Это особенно важно при неблагоприятных условиях увлажнения в районах, где часто наблюдаются изморозь, туман, мокрый снегопад. Если же размещение во вредной зоне неизбежно, то необходимо применять усиленную изоляцию в соответствии со сказанным выше. Необходимо иметь в виду, что формы факела загрязнений и характер распространения газовых уносов весьма разнообразны, непостоянны и зависят от многих факторов, которые трудно предвидеть заранее [Л. 5-2].

Характер распространения загрязнений зависит от высоты вытяжных труб, служащих для их удаления. При высоких трубах более загрязненной может оказаться зона, не ближайшая к источнику загрязнения, а удаленная от него (иногда даже за пределами предприятия). На рис. 5-41 приведены кривые распределения в атмосфере выбросов на крупном химкомбинате [Л. 11-1].

Открытые распредустройства и ВЛ нужно по возможности удалять от наиболее сильных очагов загрязнения и выбирать такое размещение ОРУ и такие трассы линий, при кото-

рых загрязнения уносятся в сторону от линии и ОРУ или относятся ветром, не осаждаясь на изоляторах. Опоры линий и ОРУ рекомендуется по возможности располагать на возвышенностях с наветренной стороны в осенне-весенний период. Следует применять изоляцию улучшенной конструкции и формы: способность к самоочистке, минимальная поверхность загрязнения. Рекомендуется применять на отдельных участках линии горизонтальные Λ и V-образные, а также комбинированные Λ-образные гирлянды.

Шкафы приводов выключателей на открытых подстанциях в загрязненных зонах нужно выполнять с герметичными уплотнениями.

При выборе материала шин, проводов и металлоконструкций нужно учитывать действие на них химически активных веществ в соответствии с [Л. 5-1].

Контакты шин и проводов нужно предусматривать сварными. Следует предусматривать защитные покрытия металлоконструкций для обеспечения долговечной их работы в агрессивной среде [Л. 5-1].

В районах с интенсивными загрязнениями нужно предусматривать возможность отключения оборудования для чистки изоляции без нарушения нормального электроснабжения. Так, например, присоединение вентильных разрядников для защиты трансформаторов должно предусматривать возможность отключения разрядника без отключения трансформатора. Такое присоединение можно выполнить с помощью так называемых «захватов» по предложению К. Д. Вольнова [Л. 5-3].

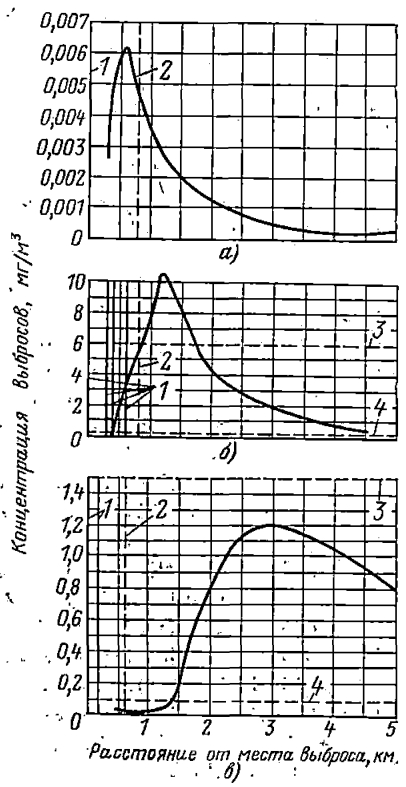


Рис. 5-41. Кривые распределения загрязнений на крупном химкомбинате.

а — пыль карбомида; *б* — аммиак; *в* — двуокись азота; *1* — точка выброса; *2* — граница предприятия; *3* — предельно допустимая концентрация на промплощадке; *4* — предельно допустимая концентрация в населенных пунктах.

При выборе аппаратов ОРУ в любой зоне, в том числе даже и в зоне I степени загрязнения, т. е. за пределами защитного интервала, необходимо тщательно проверять их по длине пути утечки, по данным каталогов и информационных материалов заводов, руководствуясь таблицей, приведенной в ГОСТ 9920-61.

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

В случае неудовлетворительных результатов проверки изоляции по длине пути утечки (что может иметь место) нужно добиваться от заводов поставки соответствующей аппаратуры, переходить на следующий класс напряжения, предусматривать усиление изоляции при сооружении ОРУ или же применять ЗРУ.

Для выбора уровня изоляции электрооборудования подстанций, располагаемых в зонах, подвергающихся загрязнению, прежде всего устанавливается степень загрязнения окружающей среды по данным об интенсивности загрязнения атмосферы, физико-химических свойствах загрязняющих веществ, определяющих их воздействие на изоляцию. Учитываются также опыт эксплуатации изоляции, подвергавшейся подобным загрязнениям, данные о метеорологических условиях в месте расположения подстанции и прохождения ВЛ; влажность воздуха, виды осадков и их интенсивность, интенсивность туманов и росы, скорость и направление ветра, число дней и часов в году с осадками и ветрами. Эти сведения можно получить от проектных технологических институтов и от энергетиков и технологов, работающих на предприятиях с интенсивными выделениями, загрязняющими окружающую среду. На основании этих данных о фактическом влиянии загрязнений на электрические характеристики изоляции могут быть уточнены минимальные защитные интервалы.

При этом необходимо иметь в виду, что приведенные в [Л. 5-1] уровни изоляции допустимы при естественной очистке изоляторов дождями, при среднем количестве годовых

осадков не менее 2500 мм и продолжительности дождей не менее 300 ч. При меньшем количестве осадков или более интенсивном, чем указано в [Л. 5-1], загрязнении необходимо дополнительное усиление изоляции по сравнению с указанным или применение специальных мероприятий для искусственной очистки изоляторов.

При загрязнении II степени и выше нужно принимать меры против загорания деревянных опор от токов утечки путем шунтирования опоры металлическими спусками. При этом изоляция линии на деревянных опорах с шунтированной древесиной выбирается, как на линиях с металлическими опорами. На участке же с особо интенсивными загрязнениями атмосферы нужно применять металлические или железобетонные опоры.

Если же при выполнении проекта степень загрязнения не может быть установлена с достаточной точностью, то габариты опор ВЛ и конструкции ОРУ нужно предусматривать такими, которые позволят усилить изоляцию в случае необходимости в процессе эксплуатации.

Для определения интенсивности загрязнения изоляции уносами из высоких труб нужно руководствоваться «Временной методикой расчетов рассеивания в атмосфере выбросов из дымовых труб» [Л. 5-2] с учетом метеорологической ситуации в месте прохождения ВЛ и размещения ОРУ: влажности воздуха, числа дней в году с дождем, с туманом, изморосью и с мокрым снегом.

Кроме перечисленных мероприятий по выбору изоляции, схем коммутации и конструктивного выполнения подстанций в зонах с загрязненной средой, необходимо предусматривать также мероприятия и специальные устройства, облегчающие работу эксплуатационного персонала: трапы или площадки для очистки изоляторов и контактов аппаратуры, передвижные и стационарные устройства для обмывки изоляторов, приспособления, облегчающие очистку изоляторов от цементирующихся загрязнений. В зонах II и III степени загрязнения предусматривается водопровод для обмывки изоляции.

В строительных конструкциях ОРУ нужно предусматривать удобный подъем на них для работ по чистке, осмотру изоляции и контактов аппаратуры. Нужно обеспечить удобный подъезд специальных передвижных устройств для обслуживания подстанций и линий в загрязненных районах.

В районах предприятий с промышленными загрязнениями атмосферы, в которых размещены ОРУ, рекомендуется проводить систематическое наблюдение за характером и интенсивностью выделяемых вредностей с целью выявления степени загрязнения изоляции, токов утечки, интенсивности разрядов и т. п.

В ряде случаев, например при напряжении 35 кВ, выгоднее применять ЗРУ, чем переходить на изоляцию 110 кВ. Иногда это получается выгодным и при сооружении подстанции 110 кВ, так как при переходе на следующий класс напряжения 154 кВ не всегда можно получить полный набор необходимой аппаратуры и приходится применять дорогую и громоздкую аппаратуру на 220 кВ. Закрытое же распределительное устройство получается значительно компактнее, и, значит, экономится дефицитная и дорогая площадь промышленного предприятия. Особенно это относится к размещению подстанций глубоких вводов вблизи нагрузок и, в частности, на расширяемых и реконструируемых предприятиях, где территория обычно очень стеснена.

Наиболее надежными и компактными для загрязненных зон являются герметизированные комплектные распределительные устройства, заполненные элегазом, к выпуску которых предполагается приступить в ближайшее время (см. § 8-5).

Если при сооружении ЗРУ число проходных изоляторов (вводов) получается не меньше, чем число изоляторов при открытой подстанции, то сооружение ЗРУ с точки зрения загрязнения изоляции становится нецелесообразным.

При сооружении закрытых подстанций в районах и зонах с большими выделениями пыли, например на цементных заводах, рекомендуется применять строительные конструкции повышенной плотности, а в некоторых случаях предусматривать повышенное избыточное давление внутри зданий.

В помещении ЗРУ нужно предусматривать постоянное устройство для удаления пыли. Воздух для вентиляции забирается из незагрязненной зоны или же очищается фильтрами. В этих зонах не следует применять наружные комплектные распределительные устройства (КРУН), так как они не обеспечивают надлежащей защиты от загрязнения.

Варианты закрытого и открытого исполнения распределительных устройств в каждом отдельном случае нужно сравнивать экономически. При этом необходимо учитывать стоимость эксплуатационных расходов при открытом варианте, связанных с обеспечением надежности работы внешней изоляции, с затратами на ликвидацию последствий отключений и аварий по причине загрязнения изоляции, а также ущерб, наносимый потребителям электроэнергии авариями и отключениями.

5-6. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ В РАЙОНАХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

В районах Крайнего Севера и вечной мерзлоты к электроснабжению и подстанциям предъявляются дополнительные специальные требования, обусловленные низкой температурой, гололедами, большими снежными заносами, сильными ветрами и многолетнемерзлыми грунтами. Электрооборудование подстанций выбирается холодоустойчивого исполнения с хорошими уплотнениями, могущее работать при температуре до —60°. При проектировании электроснабжения следует учитывать, что в районах Крайнего Севера имеет место повышенная потребность в электроэнергии на промышленные и бытовые нужды по сравнению с районами средней полосы Союза, которая может быть ориентировочно оценена в диапазоне 10—50%. Это объясняется продолжительным зимним периодом, вызывающим дополнительный расход электроэнергии на освещение, обогрев и технологические нужды. В связи с этим летние графики нагрузок предприятий резко отличаются от зимних и сам характер тех и других графиков иной, чем для средней полосы. Суровые климатические условия затрудняют быстрое восстановление повреждений и требуют несколько повышенного резервирования питания и высокого качества электрооборудования, которые могут быть экономически оправданы трудностями Крайнего Севера.

Подстанции сооружаются в местах с наименьшими снежными заносами с учетом характера снеговых наносов, преобладающего направления ветров и с устройством снегозащиты. Компоновки подстанций выбираются простейшие, схемы коммутации также простейшие вплоть до глухого присоединения питающих линий 110—220 кВ к трансформаторам. При более сложных схемах должны применяться баковые масляные выключатели. Отделители и короткозамыкатели в первоначальном их исполнении (не модернизированные) вызывают в данных условиях много затруднений в эксплуатации и требуют частой профилактики. Трансформаторы должны выбираться таким образом, чтобы они несли постоянную нагрузку не менее 50% во избежание загустевания масла и нарушения его циркуляции при сильных холодах. Трансформаторы могут допускать без сокращения срока службы длительную перегрузку до 10—15%; в зимний период перегрузка может быть увеличена. Открытые подстанции хотя и допускаются, но предпочтительнее закрытые распредустройства с открытой установкой только трансформаторов, даже если стоимость этого варианта несколько (до 15%) превышает стоимости варианта ОРУ. Закрытые РУ выполняются отапливаемыми и с продуваемыми подвалами, в которых обычно располагаются кабели.

При открытом варианте легкие аппараты: разъединители, разрядники, измерительные трансформаторы — располагаются на высоте 3—3,5 м и сооружаются площадки для обслуживания (см. рис. 8-63,*а*). В стесненных условиях и при особо сильных снежных заносах ОРУ 110 кВ сооружается на крыше здания (см. рис. 8-63,*б*), а трансформатор ставится рядом открыто.

Прокладку кабелей рекомендуется выполнять, как правило, на эстакадах. Земляных траншей следует избегать из-за пучинистости грунтов; их можно допустить лишь при фильтрующих грунтах или в тех местах, где на трассу не попадают поверхностные воды. При кабельных работах должна применяться морозоустойчивая кабельная масса. Перед прокладкой кабели следует подогревать.

Большие затруднения представляет собой устройство заземлений в грунтах с большим удельным сопротивлением поверхностных слоев. Применяются выносные заземлители в непромерзающих водоемах, используются в качестве заземлителей рудные жилы и графитизированные слои угля, обсадные трубы геологических скважин, железобетонные фундаменты и т. п. В качестве заземляющих проводов используются трубопроводы разного назначения или специальные провода, подвешиваемые на опорах ВЛ. У потребителей устраиваются повторные заземления. Практика показала, что выполнение обособленных заземлений для сетей и подстанций 110—220 кВ почти невозможно и может быть выполнено лишь в исключительных случаях, так как многочисленные коммуникации всякого рода создают обходные связи, соединяющие выделенный заземлитель подстанции 110—220 кВ с общим контуром заземления. Поэтому, например, на промышленных предприятиях Норильского комбината принято преимущественно совместное заземление сетей с большими и малыми токами замыкания на землю.

В заключение этой главы необходимо отметить тесную взаимосвязь современных прогрессивных решений в электроснабжении промышленных предприятий. Так, например, глубокие вводы, разукрупнение подстанций 110—200 кВ и отпайки от проходящих линий 110—220 кВ не могли бы быть практически осуществлены при прежних громоздких решениях схем коммутации с двумя системами сборных шин, тяжелыми и дорогими выклю-

чателями и аккумуляторными батареями. Такие решения стали возможными лишь при внедрении подстанций 110—220 кВ без шин первичного напряжения, с широким применением так называемых блочных схем и простейших схем присоединения трансформаторов при помощи отделителей или же глухого присоединения и при применении переменного оперативного тока. Применение мощных магистралей 6, 10, 35 кВ было бы невозможным без новейшего рационального конструктивного их решения в виде симметричных жестких и гибких голых токопроводов вместо кабельной канализации.

ГЛАВА ШЕСТАЯ

ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЙ

6-1. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1000 В

Шкала номинальных напряжений, принятых в капиталистических странах (табл. 6-1), особенно в США, говорит об отсутствии единой системы ее построения. Некоторые напряжения очень близки по величине, их наличие не вызывается необходимостью, и их возникновение объясняется в известной степени случайными причинами. Такое многообразие может принести только вред при построении и эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий.

Принятая в СССР шкала является более упорядоченной и равномерной. Она имеет равномерный коэффициент нарастания в пределах 1,4—2,0, за исключением диапазона 35—110 кВ (см. ниже).

В табл. 6-2 приведены принятые в СССР номинальные междуфазные напряжения (кВ) трехфазного тока выше 1000 В электрических сетей, генераторов, трансформаторов и приемников электроэнергии, а также длительно допустимые напряжения по условиям работы изоляции.

ГОСТ на номинальные напряжения допускает изготовление электрооборудования также на номинальное напряжение 15 и 31,5 кВ для существующих сетей с этими напряжениями.

Вопрос о выборе напряжения не может быть решен отдельно от решения всей схемы электроснабжения. Не могут быть одинаковыми схемы при напряжениях 6—10, 20—35 и 110—220 кВ, поэтому любые решения по выбору напряжения, принятые по теоретическим формулам, могут в лучшем случае дать лишь самую общую ориентировку, а окончательно выбор напряжения производится в тесной увязке со всей системой электроснабжения. Поэтому намечаются схемы электроснабжения при разных сочетаниях напряжений отдельных звеньев, и вопрос выбора напряжения решается комплексно путем технико-экономических сравнений вариантов. При этом напряжение каждого звена системы электроснабжения выбирается с учетом напряжений смежных звеньев с целью получения наиболее экономичного варианта электроснабжения предприятия в целом. Технико-экономические сравнения вариантов, в частности, должны производиться в следующих случаях: если от источника питания имеется возможность получения электроэнергии при двух и более напряжениях, если при проектировании предприятий с большой потребляемой мощностью имеется необходимость сооружения или значительного расширения существующих районных подстанций, электростанций и сетей или же сооружения собственной электростанции, а также если проектируются связи заводских электростанций с районными сетями.

Таблица 6

Шкалы номинальных напряжений, принятые в различных странах

Страны	Напряжения, кВ									
СССР	3	6	10	—	20	35	—	—	—	110
США	2,4; 4,8	7,2	12	14,4	23; 27,6	34,5	46	69	—	115(132)
Англия	3,3	6,6	11	—	22	33	—	66	88	110
ФРГ	3	6	10	15	20	30	45	60	90	110
Франция	—	—	10	15	20	30	45	60	90	110
Бельгия	—	—	10	15	20	30	45	60	80	110

В этих случаях вопрос о выборе напряжения решается совместно или по согласованию с энергетической системой, или с организацией, проектирующей районные сети.

Таблица 6-2

Номинальные междуфазные напряжения, принятые в СССР

Сети и приемники электрической энергии	Генераторы	Трансформаторы		Напряжения, длительно допустимые по условиям изоляции
		первичные обмотки	вторичные обмотки	
(3)	(3,15)	(3 и 3,15)	(3,15 и 3,3)	(3,5)
6	6,3	6 и 6,3	6,3 и 6,6	6,9
10	10,5	10 и 10,5	10,5 и 11	11,5
20	21	20 и 21	21 и 22	23
35	—	35	38,5	40,5
110	—	110	121	126
150	—	150	165	172
220	—	220	242	252
330	—	330	347	363
500	—	500	525	525
750	—	750	787	787

При анализе результатов сравнения вариантов необходимо всегда иметь в виду, что при равенстве показателей или даже при небольших (не превышающих 10—15%) преимуществах низшего из сравниваемых напряжений следует принимать более высокое напряжение как перспективное с точки зрения дальнейшего развития предприятия.

В ряде случаев выбор напряжения питающих и распределительных сетей предопределяется напряжением источника питания.

Так, например, при напряжении питающих линий до 10—20 кВ напряжение распределительных внутризаводских сетей целесообразно принимать равным напряжению питания без производства вариантных сравнений. Такое положение имеет место на предприятиях малой мощности и на средних предприятиях при близости источника питания или же на крупных предприятиях, имеющих собственные ТЭЦ, от которых питается часть нагрузок предприятия на генераторном напряжении.

За последние годы напряжения питающих и распределительных сетей промышленных предприятий непрерывно и значительно повышаются.

Еще сравнительно недавно напряжения 6 или 10 кВ применялись в качестве единственных напряжений для внутризаводских распределительных сетей. Теперь же для крупных энергоемких предприятий с суммарной нагрузкой, доходящей до 500—1000 МВт, эти напряжения становятся неприемлемыми в качестве основных не только с экономической, но иногда и с технической точки зрения. На таких предприятиях мощность устанавливаемых трансформаторов и автотрансформаторов достигает 120 МВ·А и более. Токи короткого замыкания и нормального режима на вторичном напряжении (6—10 кВ) при таких мощных трансформаторах сильно возрастают, коммутационная аппаратура получается дорогой и громоздкой.

В настоящее время для питания крупных предприятий применяются напряжения 110 и 220, а для особо крупных и энергоемких 330 и 500 кВ. На первых ступенях распределения электроэнергии на таких предприятиях применяются напряжения 110 и 220 кВ. Благодаря этому достигается уменьшение ступеней промежуточной трансформации и коммутации (см. гл. 5 и 8).

После освоения выпуска крупных электропечных и ртутно-выпрямительных трансформаторов на напряжение 110 кВ удельный вес этого напряжения в распределительных сетях промышленных предприятий еще более возрастет.

Расширению области применения напряжения 110 кВ способствует уменьшение минимальной мощности трансформаторов, изготовляемых на это напряжение, до 2500 кВ·А. Они изготовляются с алюминиевыми обмотками и уменьшенной охладительной системой. Это позволяет уменьшить размеры и массу трансформатора и производить его транспортировку в полностью собранном виде. Такие трансформаторы занимают мало места и коммутируются по простейшей схеме со стреляющими предохранителями 110 кВ.

В связи с этим можно распространить напряжение 110 кВ для распределения электроэнергии на относительно небольших и средних предприятиях, особенно в тех случаях, когда поблизости отсутствуют сети на напряжение 6—10 или 35 кВ. Это позволит еще более удешевить и упростить схемы электроснабжения таких предприятий и ограничить область применения напряжения 35 и 20 кВ. Необходимо также упомянуть и о подстанциях с делителями напряжения [Л. 8-5], которые понижают напряжение магистральной линии 110—220 кВ до уровня напряжения распределительных сетей 6 или 10 кВ и могут быть применены для отбора небольших мощностей от проходящих линий 110 и 220 кВ для питания мелких предприятий, если поблизости отсутствуют сети 6—10 кВ. Подстанции представляют собой компенсированный делитель напряжения, реактивное сопротивление которого скомпенсировано включаемым в его среднюю точку реактивным сопротивлением другого знака. Таким сопротивлением в емкостном делителе служит батарея реакторов, а в индуктивном — батарея конденсаторов. Этот очень

экономичный способ отбора мощности от проходящих линий электропередачи в малоразвитых районах, к сожалению, может иметь крайне ограниченное применение на промышленных предприятиях, так как экономическая мощность таких подстанций невелика. Она составляет 300—500 кВ·А при первичном напряжении 110 кВ. При напряжении 220 кВ экономическая мощность подстанций на порядок выше.

Напряжение 35 кВ в основном применяется для распределения электроэнергии на первой ступени средних предприятий при отсутствии значительного числа электродвигателей напряжением выше 1000 В, а также для частичного распределения на крупных предприятиях, где основным напряжением первой ступени является напряжение 110—220 кВ. В частности, напряжение 35 кВ может быть применено для полного или частичного внутризаводского распределения электроэнергии в следующих случаях:

для питания крупных электроприемников, имеющих номинальное напряжение 35 кВ: сталеплавильные печи, ртутно-выпрямительные установки и др.;

при наличии удаленных нагрузок и других условий, требующих для питания потребителей повышенного напряжения.

При напряжении питающих линий 35 кВ на средних предприятиях рекомендуется напряжение 35 кВ применить и для основного распределения энергии по предприятию, вводя линии 35 кВ на территорию предприятия в виде магистралей (глубокие вводы), к которым присоединяются трансформаторы 35/0,4 кВ, без применения напряжения 6 или 10 кВ. Это целесообразно на металлообрабатывающих заводах, деревообделочных комбинатах и других предприятиях средней мощности, не имеющих значительного числа двигателей на напряжение выше 1000 В. При наличии же таких двигателей, например на насосных или компрессорных около них может быть предусмотрена подстанция 35/6—10 кВ, питаемая от той же магистрали, что и подстанции 35/0,4 кВ. При этом вообще отпадает вторая ступень напряжения для распределения энергии.

На крупных предприятиях напряжение 35 кВ в качестве основного является недостаточным и не имеет перспектив для применения. Результаты технико-экономических сравнений вариантов на первой ступени электроснабжения современных крупных предприятий при напряжении 35 или 110 кВ (а иногда и 220 кВ) в большинстве случаев получаются в пользу последнего. Это объясняется тем, что при напряжении 110 кВ отпадает одна ступень трансформаторов 110/35 кВ на источниках питания. Удорожание же подстанций 110 кВ по сравнению с подстанциями 35 кВ при современных простых схемах коммутации и конструктивных исполнениях не имеет решающего значения.

Выбор напряжения на второй и последующих ступенях распределения энергии при системе глубоких вводов 35—220 кВ, а также выбор вторичного напряжения ГПП и ПГВ в тех случаях, когда невозможно осуществить глубокие вводы, производится на основе технико-экономических расчетов. При наличии собственной электростанции этот выбор производится одновременно с выбором напряжения генераторов и окончательное решение принимается с учетом всех технических и экономических факторов как на самой станции, так и в распределительной сети.

Напряжение генераторов заводской ТЭЦ следует принимать по наиболее оптимальному варианту напряжения распределительной сети 10 или 6 кВ, не допуская промежуточной трансформации.

В распределительных сетях среднего напряжения основными являются напряжения 10 и 6 кВ. Они применяются:

на второй и последующих ступенях распределения электроэнергии при глубоких вводах;

на первой и последующих ступенях распределения электроэнергии на крупных предприятиях при применении токопроводов на первой ступени;

на всех ступенях распределения электроэнергии на предприятиях средней и малой мощности.

Необходимо отметить, что применение токопроводов 10—6 кВ в сочетании с глубокими вводами 110—220 кВ повышает эффективность и расширяет область применения напряжений 10 и 6 кВ на второй ступени распределения электроэнергии, так как при этом длина кабельных сетей вторичного напряжения резко сокращается и применение более высоких напряжений нецелесообразно.

В табл. 6-3 [Л. 1-14] приведены значения потерь электроэнергии и стоимости электрооборудования для предприятия с большим количеством электродвигателей мощностью 300—2500 кВт при наличии глубокого ввода 110—220 кВ (% суммарных значений).

Из таблицы видно, что сетевые факторы не играют решающей роли: из общей стоимости всего электрооборудования стоимость сетей составляет только 11%, а потери в них только 14,7%. Поэтому определяющим фактором является стоимость электродвигателей и потери в них, а также стоимость и потери

Таблица 6-3

Наименование	Стоимость электрооборудования и сетей	Потери электроэнергии
Электродвигатели, %	46	76
Распределительные устройства и трансформаторы, %	43	9,3
Сети:		
выше 1000 В	4	4,7
до 1000 В	7	10
всего, %	11	14,7
Итого, %	100	100

Таблица 6-4

Напряжение электродвигателей для различных диапазонов мощностей

Мощность электродвигателей, кВт	Напряжение электродвигателей, кВ				
	0,38	0,66	3	6	10
0,1—1	+	—	—	—	—
1—100	+	+	—	—	—
100—200	+	+	+	—	—
200—350	+	+	+	+	—
350—630	—	+	+	+	—
630—1000	+	—	+	+	+

в распределительных устройствах и в трансформаторах.

Анализ приведенных затрат [Л. 1-14], зависящих от напряжения 10 или 6 кВ, показывает следующее.

Постоянные составляющие приведенных затрат на сети практически не изменяются при переходе с напряжения 10 кВ на 6 кВ.

Удельные приведенные затраты на распределительные устройства, зависящие от нагрузки и напряжения в этих же условиях, не имеют строгой закономерности. При нагрузках на одно распределительное устройство до 40 МВ·А разница в затратах при 10 и 6 кВ незначительна, так как затраты на аппаратуру отходящих линий практически не изменяются, поскольку стоимость КРУ до 1500 А одинакова при 6 и 10 кВ, а число камер определяется не нагрузкой, а количеством питаемых распределительных или трансформаторных подстанций. Основное изменение затрат на распределительные устройства при 10 или 6 кВ приходится на вводы, секционные выключатели и реакторы.

С повышением напряжения приведенные затраты на электродвигатели, как правило, увеличиваются, причем затраты на электродвигатели в значительной мере зависят от скорости и существенно повышаются при наличии большого количества тихоходных двигателей. Из приведенных данных видно, что на выбор напряжения 10 или 6 кВ наиболее существенное влияние оказывают количество, мощность, номинальное напряжение и другие параметры электродвигателей, подключенных к распределительной сети.

Внедрению напряжения 10 кВ препятствует все еще ограниченный диапазон мощностей и исполнений электродвигателей, изготовляемых в настоящее время на это напряжение (табл. 6-4).

Многолетняя практика проектирования электроустановок промышленных предприятий показала, что напряжение 10 кВ, несмотря на его принципиальные преимущества, в ряде случаев получается неэкономичным по сравнению с напряжением 6 кВ на тех предприятиях, на которых имеется большое количество электродвигателей мощностью в пределах 200—1000 кВт. Поэтому напряжение 6 кВ до последнего времени находило применение в электросетях промышленных предприятий наряду с напряжением 10 кВ.

В настоящее время нижний предел мощности двигателей, изготовляемых на напряжение 10 кВ, снижен до 630 кВт, а шкала мощностей электродвигателей на напряжение 600 В расширена примерно до 630 кВт. Это позволит во многих случаях отказаться от напряжения 6 кВ и шире применять более экономичные напряжения 10 кВ и 660 В при условии, конечно, что на напряжение 660 В будет освоено электрооборудование в достаточном количестве и ассортименте. Указанные обстоятельства нужно особенно учитывать при проектировании электроснабжения предприятий, на которых устанавливается большое количество электродвигателей средней мощности, например заводы химии, нефтепереработки, горно-обогатительные комбинаты и др.

Напряжение 10 кВ бесспорно целесообразно применять на предприятиях малой и средней мощности, в частности на предприятиях металлообрабатывающей, текстильной и других отраслей промышленности, на которых нет значительного числа двигателей выше 1000 В.

Из изложенного можно сделать вывод, что для внутризаводских распределительных сетей в качестве основного в большинстве случаев целесообразно применять напряжение 10 кВ. При этом питание электродвигателей средней мощности (350—630 кВт), не изготовляемых пока на напряжения 10 кВ и 0,38—0,66 кВ, следует осуществлять при напряжении 6 кВ по одному из следующих способов:

от трансформаторов с расщепленными вторичными обмотками 6 и 10 кВ, если нагрузки 6 и 10 кВ соизмеримы, т. е. суммарная мощность электродвигателей на напряжение 6 кВ

приближается к половине мощности трансформатора;

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

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

Второй и третий способы менее экономичны, так как требуют затрат на дополнительную трансформацию и вызывают увеличение потерь электроэнергии.

Применять напряжение 6 кВ для всей распределительной сети, как правило, не рекомендуется. Технико-экономическое сопоставление варианта напряжения 6 кВ для всей распределительной сети с рекомендованным выше смешанным вариантом 6 и 10 кВ следует производить:

при очень большой мощности электроприемников на номинальное напряжение 6 кВ;

когда напряжение 6 кВ для электродвигателей предопределено поставкой их совместно с производственным оборудованием и механизмами;

когда напряжение 6 кВ предопределяется напряжением генераторов заводской ТЭЦ, если от последней питается значительная часть предприятия.

При сравнении необходимо иметь в виду, что:

удельный вес затрат в сетях 6—10 кВ при глубоких вводах 110—220 кВ невелик (около 10% по стоимости и около 15% по потерям энергии);

разница в затратах на распределительные устройства при токах линий до 1500 А практически не изменяется (см. выше);

приведенные затраты на электродвигатели, как правило, повышаются при переходе от 6 на 10 кВ, особенно при большом числе тихоходных двигателей;

при применении напряжения 0,66 кВ в сетях до 1000 В напряжение 10 кВ получает существенные преимущества перед 6 кВ.

Если варианты получаются равноценными, то нужно, как правило, применять более высокое напряжение 10 кВ, даже если этот вариант немного дороже.

Напряжение 3 кВ в качестве основного напряжения распределительной сети на новых предприятиях не применяется. Ранее напряжение 3 кВ применялось при системе распределения электроэнергии на напряжения 10 кВ для питания электродвигателей в диапазоне мощностей от 100 до 200—350 кВт с промежуточной трансформацией 10/3 кВ. Напряжение 3 кВ в этом случае не применялось для распределения электроэнергии по заводу и рассматривалось лишь как вспомогательное промежуточное напряжение для подвода питания к отдельным электродвигателям или группе их.

Но даже и эта область применения напряжения 3 кВ сейчас отпала, так как более рационально сочетание напряжений 10 и 6 кВ по вариантам, изложенным выше.

В связи с введением в ГОСТ напряжения 0,66 кВ (см. ниже) и расширением диапазона мощностей двигателей, изготовляемых на напряжение 6 кВ, область применения напряжения 3 кВ еще более сузилась. В действующем стандарте на номинальные напряжения оно заключено в скобки как нерекомендуемое. В связи с изложенным для напряжения 3 кВ остается узкая область применения: расширяемые предприятия со значительным объемом существующего электрооборудования и сетей 3 кВ. При значительной же реконструкции и расширении предприятий с распределительными сетями 3 кВ их следует переводить на более высокие напряжения.

Можно предположить, что в дальнейшем напряжение 3 кВ совсем можно будет изъять из ГОСТ, сохранив только на действующих электроустановках до их реконструкции.

Введенное в ГОСТ напряжение 20 кВ промежуточное между напряжением 10 и 35 кВ до настоящего времени не получило применения на промышленных предприятиях. Преимущество этого напряжения заключается в том, что его легче подать внутрь цеха, чем напряжение 35 кВ, так как для последнего аппараты и кабели более громоздки и дороги, чем для 20 кВ, которое по изоляции и габаритам стоит в одном ряду с напряжением 10 кВ, как это можно судить по зарубежным электроустановкам. Поэтому (и расчеты это подтверждают) первоначальные затраты при напряжениях 10 и 20 кВ меньше отличаются друг от друга, чем между 10 и 35 кВ. В то же время при напряжении 20 кВ снижаются годовые расходы (по сравнению с 10 кВ) за счет уменьшения потерь электроэнергии в сетях, трансформаторах и другом электрооборудовании. Снижаются токи короткого замыкания в сетях. Поэтому применение напряжения 20 кВ принципиально выгоднее, чем 10 кВ. Напряжение 20 кВ дает также большие возможности по сравнению с 10 кВ в отношении перспектив дальнейшего развития предприятия и для питания отдельных удаленных по-

требителей как самого предприятия, так и ближайшего района.

Однако напряжение 20 кВ в принципе не может найти широкого применения в качестве напряжения для первых ступеней электроснабжения современных крупных предприятий по тем же причинам, что и напряжения 6, 10 и 35 кВ. На этих предприятиях неизбежно приходится применять более высокие напряжения.

Напряжение 20 кВ может оказаться целесообразным лишь в отдельных случаях, например для электроснабжения потребителей большой мощности (электролиз), для питания рудников, удаленных населенных пунктов, небольших соседних предприятий и т. д. Но и в этих случаях необходимо технико-экономическое сопоставление этого напряжения с напряжением 35 кВ. Независимо от сказанного реальность применения напряжения 20 кВ зависит в первую очередь от освоения отечественной электропромышленностью соответствующего электрооборудования, которого пока нет, и это является основной причиной неприменения этого напряжения даже в тех областях, где оно является целесообразным. Немаловажным фактором является также то обстоятельство, что на напряжение 20 кВ изготовляются только мощные генераторы (100 МВт и выше). Это ограничивает область применения этого напряжения на крупных предприятиях, обычно имеющих собственные ТЭЦ с генераторами меньшей мощности. Для осуществления необходимых связей между заводской станцией и ГПП в этих случаях придется прибегать к промежуточной трансформации 6—10/20 кВ, а для питания электродвигателей крупной и средней мощности нужна вторая промежуточная трансформация с напряжения 20 кВ на 6 кВ. Поэтому для успешного и наиболее полного внедрения напряжения 20 кВ весьма существенным является требование, чтобы на это напряжение изготовлялись генераторы средних мощностей.

Как уже отмечалось выше, принятая в СССР шкала номинальных напряжений имеет существенный пробел в диапазоне между напряжениями 35 и 110 кВ.

В шкалах всех капиталистических стран имеется промежуточное напряжение 60—69 кВ. В СССР напряжение такого порядка (70 кВ) также применялось ранее в сетях Мосэнерго и Ростовэнерго. Вопрос о восстановлении этого промежуточного напряжения неоднократно ставился при обсуждении проекта ГОСТ на номинальные напряжения, и его внедрение было в то время отложено из-за затруднений освоения нашей электропромышленностью сразу многих новых напряжений: 0,6, 20, 330, 500, 750 кВ.

Напряжение 66 кВ может оказаться целесообразным при передаче относительно небольших (5—10 МВ·А) мощностей на большие (75—150 км) расстояния или же, наоборот, при распределении больших мощностей на сравнительно малые расстояния, примером чему могут служить большие энергоемкие предприятия черной и цветной металлургии с крупными сосредоточенными нагрузками, расположенными на расстоянии около 2—5 км друг от друга и от питающего центра и питаемыми по простейшим схемам без выключателей и сборных шин.

В указанных случаях напряжение 35 кВ уже низко, и его применение вызывает большие потери напряжения и энергии и значительный перерасход проводникового материала. Применение же напряжения 110 кВ в этих случаях удорожает установку и может привести к недоиспользованию пропускной способности линий, аппаратов и трансформаторов, а также вызвать затруднения в прокладке по территории предприятия ВЛ 110 кВ, более громоздких, чем ВЛ 66 кВ. Если принять напряжение 66 кВ, то при указанной выше длине передачи получается большая экономия в подвесных изоляторах, материале опор и в проводах. Последнее объясняется тем, что при напряжении 110 кВ минимальное сечение проводов определяется потерями на корону, а при 66 кВ величина критического напряжения образования короны позволяет в ряде случаев не считаться с нею и выбирать сечение проводов только по двум факторам: по допустимой величине падения напряжения в линии и по экономической плотности тока. При этом суммарные потери энергии при обоих напряжениях могут получиться примерно равноценными. Таким образом, напряжение 66 кВ является экономичным в тех случаях, когда сечение линий 66 кВ, выбранное по допустимому падению напряжения и по экономической плотности тока, не превышает минимально допустимого сечения линий 110 кВ. В одном из вариантов сравнения напряжений 66 и 110 кВ для линии передачи длиной 156 км с передаваемой мощностью 4000 кВ·А получена следующая экономия в пользу 66 кВ:

подвесных изоляторов	6000 шт.
медных проводов	150 т
древесины для опор	600 м³

Для передачи более крупных мощностей (до 30 000 кВ·А) напряжение 66 кВ может оказаться выгоднее напряжения 110 кВ при длине электропередачи 10—15 км.

Заслуживает рассмотрения вариант применения напряжения 66 кВ для распределитель-

ных сетей заводов черной и цветной металлургии с большими сосредоточенными нагрузками, расположенными на расстоянии около 2—5 км друг от друга и от питающего центра и питаемыми по простейшим схемам без выключателей и сборных шин на подстанциях. Применение напряжения 66 кВ вместо 35 кВ в подобных случаях, кроме экономии капиталовложений, дает возможность значительно упростить схему и всю систему электроснабжения и выполнить ее надежнее. Сократится число линий, проходящих по территории предприятия и мешающих верхним промышленным разводкам и движению внутризаводского транспорта, а следовательно, легче согласуется и осуществляется прохождение этих линий; уменьшится число коммутационных узлов и упростится их конструктивное выполнение; отпадет необходимость в специальном повышении напряжения для питания внешних потребителей. Экономия капиталовложений по ориентировочным подсчетам достигает примерно 10—15%.

Примером применения такого варианта в США служит схема электроснабжения крупного металлургического завода, представленная на рис. 5-30,*б*.

Существенным преимуществом напряжения 66—70 кВ является возможность применения кабелей с обычной вязкой пропиткой, как и на напряжение 35 кВ, а не маслонаполненных, как это требуется при напряжении 110 кВ и выше. Это одна из причин широкого применения такого напряжения за рубежом.

6-2. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТЯХ ДО 1000 В

В СССР принята следующая шкала номинальных напряжений электрических сетей до 1000 В трехфазного тока:

Междуфазное напряжение, В	36	220 (230)	380 (400)	660 (690)
Фазное напряжение, В		127	220	380
(В скобках указаны напряжения генераторов и вторичных обмоток силовых трансформаторов)			(133)	(230)

Введено напряжение 660 В и изъято напряжение 500 В, но ГОСТ предусматривает изготовление электрооборудования для существующих сетей этого напряжения. Поэтому во вновь проектируемых установках это напряжение применять не следует.

Выбор напряжения для питания силовых и осветительных электроприемников напряжением до 1000 В обязательно должен решаться комплексно. В электроустановках напряжением до 1000 В до последнего времени применялось без вариантных расчетов напряжение 380/220 В для питания по четырехпроводной системе от общих трансформаторов силовых и осветительных электроприемников при лампах накаливания и при люминесцентных лампах.

Целесообразность питания осветительных и силовых нагрузок от общих трансформаторов при напряжении 380 В была вновь подтверждена специальной работой института Тяжпромэлектропроект в 1961 г. при соблюдении условий по ограничению отклонений и колебаний напряжения до пределов, допустимых для осветительных установок. Экономические сопоставления, приведенные в этой работе, показали, что совместное питание силовых и осветительных потребителей при напряжении 380/220 В дает более экономичное (примерно на 20—40%) решение осветительной электроустановки по сравнению со схемами раздельного питания.

Напряжение 220/127 В может быть применено лишь в виде исключения на реконструируемых или расширяемых предприятиях с большим удельным весом сохраняемых частей электроустановок с вышеуказанным напряжением, а также при наличии электрооборудования на это напряжение при условии специального технико-экономического обоснования. В частности, оно может оказаться целесообразным при очень больших плотностях осветительных нагрузок, а также при применении для освещения отдельных трансформаторов или специальных промежуточных трансформаторов 660/230/133 и 380/230/133 В.

Для питания местного освещения в помещениях без повышенной опасности целесообразно применять напряжение, одинаковое с напряжением общего освещения, принятым на проектируемом объекте. Питание следует осуществлять от сети общего освещения.

В помещениях с повышенной опасностью и особо опасных для стационарного местного освещения и ручных переносных ламп следует применять напряжение 36 В. Лишь при наличии особо неблагоприятных условий, когда опасность поражения электрическим током усугубляется теснотой, неудобным положением работающего, соприкосновением с большими металлическими хорошо заземленными поверхностями (например, работа в котлах, резервуарах), для питания ручных переносных ламп применяется напряжение не выше 12 В.

В связи с введением в ГОСТ напряжения 660 В при проектировании крупных и средних промышленных предприятий следует проверять технико-экономическую целесообразность применения этого напряжения для вну-

трицехового распределения энергии по сравнению с напряжением 380/220 В. Эффективность этого напряжения зависит от многих факторов; она повышается при:

значительном удельном весе электродвигателей мощностью 250—630 кВт, которые не изготовляются на напряжение 380 В;

протяженных и разветвленных сетях напряжением до 1000 В;

первичном напряжении распределительной сети 10 кВ;

больших плотностях нагрузок и мощных цеховых трансформаторах и др.

Технико-экономические сравнения напряжения 660 В с напряжением 380/220 В должны производиться с учетом перспективного развития предприятия и соображений, изложенных ниже.

Экономичность от внедрения напряжения 660 В вместо 380 В определяется удешевлением сети вследствие уменьшения в $\sqrt{3}$ раза расчетных токов; при этом уменьшаются потери электроэнергии. Повышается предельная мощность электродвигателей, непосредственно присоединяемых к сети напряжением до 1000 В, имеющих меньшую стоимость и лучший к. п. д., чем двигатели 6 кВ такой же мощности. Часть двигателей 6 кВ может быть заменена более дешевыми (на 30—40%) двигателями 660 В. Однако стоимость двигателей, которые могли бы быть приняты на напряжение 380 В, при переходе на напряжение 660 В увеличивается, а также увеличивается (примерно на 10—15%) стоимость защитных и пускорегулирующих аппаратов.

При применении напряжения 660 В можно сократить число цеховых трансформаторных подстанций. В этих случаях следует технико-экономически сравнивать, например, вариант двух двухтрансформаторных подстанций 6—10/0,38 кВ, питаемых по двум радиальным линиям или по одной магистрали, с вариантом одной двухтрансформаторной подстанции 6—10/0,66 кВ, от которой питаются все нагрузки данного цеха. В первом варианте получаются большие капитальные затраты на трансформаторы и потери в них, во втором варианте — большие затраты на сети 660 В и на потери в них.

Фактором, стимулирующим применение напряжения 660 В, является резкое увеличение удельной плотности нагрузки и удельных расходов электроэнергии, а также концентрации мощностей электроприемников во всех отраслях промышленности. Мощности трансформаторов 1000 кВ·А в ряде случаев недостаточны, а при применении трансформаторов 1600—2500 кВ·А токи короткого замыкания на стороне 380 В возрастают до значений, недопустимых для аппаратов напряжением до 1000 В. Применение напряжения 660 В облегчает решение этой задачи.

Фактором, снижающим эффективность напряжения 660 В, является то, что при применении глубоких вводов, и при приближении разукрупненных цеховых подстанций к центрам потребления электроэнергии резко сократились сети низших напряжений, уменьшились капитальные вложения в них, сократились затраты цветного металла, относительно снизились потери электроэнергии.

Существенным фактором при сравнении напряжений 660 и 380 В является значение первичного напряжения распределительной сети. При первичном напряжении 10 кВ и вторичном 380 В крупные двигатели вынужденно применяются на напряжение 6 кВ, при вторичном напряжении 660 В они будут в основном переведены на это напряжение. В обоих случаях потребуются дополнительные промежуточные трансформаторы 10/6 кВ или же 10/0,66 кВ. Следовательно, суммарная мощность трансформаторов при том и другом варианте будет практически одинаковой. Поэтому вся экономия, получаемая за счет удешевления двигателей 660 В и увеличения их к. п. д., а также за счет уменьшения потерь в сети 660 В по сравнению с сетью 380 В, полностью реализуется.

При первичном же напряжении 6 кВ значительная часть крупных двигателей может быть включена непосредственно на это напряжение. Если же переводить их на напряжение 660 В, то потребуется дополнительная трансформация. Расходы на эту дополнительную трансформацию снижают экономию при варианте 660 В, которая получается за счет удешевления электродвигателей 660 В по сравнению с электродвигателями 6 кВ, улучшения их к. п. д. и уменьшения потерь в сети. Поэтому эффект от внедрения напряжения 660 В при первичном напряжении 6 кВ получается меньший, чем при 10 кВ.

Подсчеты по одному из объектов показали, что при варианте напряжения 660 В в сочетании с первичным напряжением 10 кВ потери электроэнергии получаются больше (на 5—6%), чем при варианте 380 В в сочетании с первичным напряжением 6 кВ. Это произошло вследствие худшего к. п. д. электродвигателей 10 кВ по сравнению с электродвигателями 6 кВ, а также вследствие необходимости дополнительной трансформации из-за перевода части электродвигателей 6 кВ на напряжение 660 В. Эти потери не могут быть компенсированы за счет сокращения потерь в сетях 660 В и 10 кВ ввиду малой протяженности последних.

Необходимо добавить, что при первичном напряжении 10 кВ и при необходимости в электродвигателях, которые не изготовляются ни на напряжение 660 В, ни на напряжение 10 кВ, придется вводить еще одно промежуточное напряжение 6 кВ, что вызывает дополнительное усложнение и удорожание схемы электроснабжения при варианте 660 В.

Необходимо также учитывать, что при значительном количестве двигателей небольшой мощности (до 10 кВт) при напряжении 380 В применяется сечение проводов, минимально допустимое по механической прочности. Следовательно, переход на напряжение 660 В в этом случае не снижает стоимости распределительных сетей, но приводит к удорожанию стоимости электродвигателей и пусковой аппаратуры. Это обстоятельство также следует учитывать при сравнении вариантов 380 и 660 В.

При применении напряжения 660 В возникает вопрос о питании мелких электродвигателей и осветительных электроприемников, а также катушек пускателей и цепей управления и измерения. Широкое внедрение автоматизации и индивидуального электропривода резко увеличило количество мелких электродвигателей, число которых на некоторых крупных предприятиях достигает 50% общего числа установленных электродвигателей. Такие электроприемники не могут быть подключены непосредственно к сети 660 В. Следовательно, при напряжении 660 В сохраняется также довольно развитая сеть на напряжение 380/220 В, что вызывает удорожание и осложняет эксплуатацию электрохозяйства предприятия.

Проектными институтами Тяжпромэлектропроект и Электропроект и другими организациями был выполнен ряд работ для определения технической и экономической целесообразности внедрения напряжения 660 В и выявления области его применения в разных отраслях промышленности. При этом учитывалось, что наша электропромышленность еще не подготовлена в надлежащей степени к выпуску необходимого электрооборудования на это напряжение.

Произведенные исследования и технико-экономические сопоставления на базе конкретных предприятий показали, что эффективность применения напряжения 660 В неодинакова для всех отраслей промышленности. В первую очередь напряжение 660 В следует рекомендовать для тех отраслей промышленности, в которых по условиям генплана, технологии и окружающей среды не могут быть осуществлены в должной степени глубокие вводы, разукрупнение подстанций и приближение трансформаторов к центрам питаемых ими нагрузок и в которых по этим причинам имеют место протяженные и разветвленные кабельные сети напряжением до 1000 В большого сечения.

К таким отраслям относятся угольная, нефтяная, ряд предприятий химической промышленности и аналогичные производства, в которых применение напряжения 660 В в данное время наиболее целесообразно. Оно также целесообразно для предприятий с очень большой удельной плотностью электрических нагрузок.

Сравнение обычного варианта электроснабжения лесопромышленных комплексов при первичном напряжении 6 кВ и вторичном 380 В с вариантом соответственно 10 кВ и 660 В выявило положительные показатели в пользу второго варианта по расчетным затратам и потерям энергии примерно на 7,5—8%. Кроме того, при втором варианте сокращаются производственные площади для размещения цеховых КТП вследствие укрупнения последних.

Расчеты по каменноугольной и азотной промышленности также показали выгодность и целесообразность применения напряжения 660 В.

В то же время исследования свидетельствуют о том, что на предприятиях металлургической, железорудной, машиностроительной, цементной промышленности применение напряжения 660 В пока еще не дает должного экономического эффекта. Так, например, по доменному цеху экономия в капиталовложениях составила всего 1,5%, а по прокатному цеху капитальные затраты при напряжении 660 В даже несколько увеличились. На обогатительных фабриках железорудной промышленности капитальные затраты при напряжении 660 В возросли примерно на 1%, а потери электроэнергии на 6%. По цементной промышленности варианты напряжений 380 и 660 В в пределах точности расчета оказались практически равноценными. Приведенные результаты технико-экономических сравнений имеют ориентировочный характер, так как положенные в их основу стоимости электрооборудования на напряжение 660 В являются приближенными, потому что это электрооборудование пока еще только начинает изготовляться. В заключение необходимо подчеркнуть, что основным препятствием внедрения напряжения 660 В является отсутствие электрооборудования на это напряжение в достаточном количестве и ассортименте. Это приводит к тому, что экономичное напряжение 660 В практически не внедряется ни в одной отрасли промышлен-

ности, кроме каменноугольной. Несомненно, что в результате расширения производства электрооборудования на напряжение 660 В и соответствующего снижения цен на него область его применения получит дальнейшее, более широкое развитие.

При применении напряжения 660 В возникает вопрос о наиболее целесообразном режиме нейтрали сети этого напряжения. Ведутся споры в отношении применения изолированной или заземленной нейтрали, которая принята при напряжении 380 В и полностью себя оправдала.

Согласно ПУЭ (§ I-7-21) в электроустановках трехфазного тока при номинальном напряжении 500 и 660 В нейтраль должна быть изолирована. При изолированной нейтрали меньше опасность поражения людей электрическим током, так как емкостные токи и токи утечки в сети 660 В невелики (0,1—0,5 А). Имеется возможность постоянного автоматического контроля состояния изоляции сети с действием на сигнал и отключение. Отыскание места повреждения изоляции можно производить без отключения всей установки при помощи специальных аппаратов. Возможно продолжение работы электроприемников и при повреждении изоляции. Затраты по выполнению заземления ниже, чем в сетях с заземленной нейтралью. К этим преимуществам можно добавить и положительный опыт эксплуатации сетей 500 В с изолированной нейтралью.

Однако эта система имеет следующие недостатки:

менее благоприятные условия для изоляции, так как ее напряжение по отношению к земле в $\sqrt{3}$ раз больше, чем в сетях с заземленной нейтралью, хотя этот недостаток и не имеет существенного значения, так как изоляция проводов и кабелей рассчитана на 1000 В, т. е. имеет запас;

необходимо тщательное наблюдение за исправностью контрольных аппаратов в целях своевременного обнаружения и устранения повреждений изоляции сети;

для питания цепей управления, защиты и измерения необходимы промежуточные трансформаторы 660/110 В.

Сети 660 В с заземленной нейтралью имеют следующие преимущества:

сеть теоретически является «самоочищающейся», т. е. при однофазном замыкании на землю установка автоматически отключается и, следовательно, не требуется контроля.

Однако это преимущество сказывается менее, чем при напряжении 380 В. Дело в том, что сети 660 В менее разветвлены, а подстанции более крупные и число точек контроля изоляции потребуется меньшее. Изоляция сетей находится в более благоприятных условиях, чем при изолированной нейтрали; возможно питание цепей управления и катушек пусковых аппаратов от сети 660/380 В на напряжении 380 В без промежуточной трансформации.

Недостатки сетей 660 В с заземленной нейтралью следующие:

при неполном однофазном коротком замыкании (по разным причинам) участок сети с поврежденной изоляцией может не отключиться и на нулевом проводе длительное время будет потенциал до 380 В; этот потенциал появится на всех металлических частях электрооборудования и технологического оборудования; капитальные затраты по устройству заземления больше, чем при изолированной нейтрали; при срабатывании защиты нахождение поврежденного участка представляет значительные трудности и связано с отключением трансформатора и питающих линий.

Исходя из приведенного анализа, можно сделать вывод, что изолированная нейтраль в сетях 660 В предпочтительнее заземленной нейтрали в отношении техники безопасности и удобств эксплуатации, особенно в помещениях особо сырых. Такой режим нейтрали проверен опытом эксплуатации сетей 500 В. В проекте новой редакции ПУЭ допущены оба режима заземления нейтрали.

ГЛАВА СЕДЬМАЯ

КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

7-1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

Современное развитие электрооборудования промышленных предприятий отличается большим распространением электроприемников с неблагоприятными с точки зрения работы системы электроснабжения характеристиками. Это обусловливается возросшими требованиями в области совершенствования и рационализации технологических процессов

в промышленности и ставит трудные задачи при построении рациональной системы электроснабжения.

В связи с этим при проектировании электроснабжения необходимо прорабатывать мероприятия по нормализации рабочих режимов электрических сетей, питающих электроприемники, работа которых неблагоприятно отражается на качестве электроэнергии, а также на рациональных режимах работы самих электроприемников, например электропечей. Это необходимо по условиям работы других электроприемников, присоединенных к электрическим сетям той же системы электроснабжения, а иногда и к соседним. Таким образом, прогресс в технологических процессах требует соответствующего приспособления систем электроснабжения к новым условиям их работы. В этой связи необходимо предусматривать мероприятия и устройства, обеспечивающие надлежащее качество электроэнергии, установленное соответствующими стандартами, правилами устройства и правилами эксплуатации.

Проблема качества электроэнергии многогранна. Ее рациональное решение является, пожалуй, одной из наиболее трудных задач при проектировании электроснабжения. Для систем трехфазного тока качество электроэнергии характеризуется отклонениями и колебаниями напряжения и частоты от установленных норм, несинусоидальностью формы кривой напряжения, а также смещением нейтрали и несимметрией напряжений основной частоты. Показатели качества электроэнергии во всем должны соответствовать требованиям ГОСТ 13109-67 «Нормы качества электрической энергии у ее приемников, присоединенных к электрическим сетям общего назначения», в котором подробно регламентированы нормативы качества и допустимые отступления. Мероприятия по обеспечению показателей качества электроэнергии, приведенные в ГОСТ 13109-67, должны решаться комплексно при проектировании электроснабжения, электропривода и электротермических установок. Они должны базироваться на рациональной технологии и режиме производства, правильном выборе типов и параметров электропривода и электропечей и на оптимальном решении системы электроснабжения в целом с учетом как энергетических, так и технологических факторов [Л. 7-1].

Высокое качество электроэнергии по всем упомянутым показателям способствует увеличению выпуска продукции, повышению ее качества и общей рентабельности производства. Поэтому проектировщик-электрик должен выяснять у технологов, насколько отступления от нормированных параметров поступающей в сеть электроэнергии влияют на выпуск продукции, на ее качество, на протекание технологического процесса и на его быстродействие, с тем чтобы совместно с ними оценить возможный ущерб от недоброкачественности электроэнергии. Комплексное решение задачи в целом должно приниматься на основании технико-экономических расчетов по минимуму приведенных затрат, с учетом стоимости мероприятий по повышению качества электроэнергии, ущерба от снижения качества электроэнергии и экономической эффективности от повышения качества энергии.

Энергоснабжающая организация обязана поставлять предприятию электроэнергию на нормированном уровне напряжения и частоты во всех ситуациях, предусмотренных ГОСТ 13109-67. Промышленное предприятие обязано принимать меры, чтобы такие показатели качества электроэнергии, как колебание напряжения, несинусоидальность формы кривой напряжения, несимметрия напряжений, были в пределах нормированных величин, так как эти показатели искажаются определенными видами электроприемников и практически не зависят от энергосистемы.

Для обеспечения надлежащего качества электроэнергии в проектах в первую очередь следует предусматривать использование устройств, необходимых также и по другим условиям, например для компенсации реактивной мощности и др. К применению специального электрооборудования, требующего дополнительных затрат, следует прибегать лишь после того, как будут исчерпаны схемные решения и мероприятия, перечисленные ниже.

Кроме проектных решений, должны предусматриваться и прорабатываться обязательные мероприятия и рекомендации по осуществлению при эксплуатации необходимого повседневного контроля за показателями качества электроэнергии и по проведению необходимых и своевременных оперативных переключений при разных режимах работы.

Для этой цели в проектах должны предусматриваться устройства и приборы, необходимые для контроля качества электроэнергии.

Институтом ВНИИЭ разработаны методические положения по контролю качества электроэнергии, в которых рассмотрены вопросы:

выбора способов и средств измерения для получения необходимой информации о качестве электроэнергии;

выбора пунктов контроля показателей, позволяющих получить наиболее исчерпываю-

щее суждение о качестве электроэнергии на данном объекте или участке сети;

определения допустимых диапазонов изменений контролируемых параметров в выбранном пункте сети исходя из требований ГОСТ 13109-67;

определения периодичности контрольных измерений и их продолжительности в зависимости от контролируемого параметра, позволяющих получить устойчивые данные по каждому показателю качества электроэнергии;

анализа полученных результатов с целью получения рекомендаций по улучшению показателей качества электроэнергии.

Ведется разработка приборов для измерения параметров качества электроэнергии по показателям, приведенным в ГОСТ 13109-67.

За годы, прошедшие после выпуска первого и второго изданий книги, в СССР и за рубежом накоплен большой опыт борьбы за надлежащее качество электроэнергии, подаваемой на зажимы электроприемников. В задачу автора входят обобщение этого опыта и дача основных рекомендаций для применения разработанных технических решений. Более подробные описания методик и способов улучшения электроэнергии приведены в специальной литературе, на которую делаются необходимые ссылки.

7-2. ОТКЛОНЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

а) ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ И НОРМАТИВНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

Напряжение в любой точке сети промышленного предприятия не остается неизменным с течением времени. Отклонениями напряжения называются медленно протекающие изменения напряжения, обусловливаемые изменениями режимов напряжения центра питания и режимов нагрузок сети, когда скорость изменения напряжения меньше 1% в 1 с.

Поддержание нормированных уровней напряжения в центрах питания (ЦП) и непосредственно у потребителей имеет большое значение для нормальной работы электроприемников и электроустановок промышленных предприятий. Отклонение напряжения в ту или другую сторону от нормированных уровней наносит значительный ущерб.

При понижении напряжения асинхронные двигатели, являющиеся основными токоприемниками на предприятиях, увеличивают скольжение, частота вращения приводимых механизмов уменьшается. Вследствие возрастания тока при снижении напряжения происходят перегрев электродвигателей и более быстрый износ изоляции. Вращающий момент асинхронных двигателей пропорционален квадрату напряжения, поэтому при снижении напряжения затрудняются пуск и самозапуск электродвигателей под нагрузкой.

Так, например, при снижении напряжения на 10% вращающий момент асинхронного двигателя уменьшается на 19%, скольжение увеличивается на 27,5%, ток ротора возрастает на 14% и ток статора на 10%. При повышении напряжения на 10% ток ротора уменьшается на 18%, а ток статора — на 10%, вращающий момент увеличивается на 21%, а скольжение уменьшается на 20%.

Снижение напряжения по сравнению с номинальным более тяжело отражается на работе электродвигателей, чем повышение. Поэтому ПУЭ, устанавливающие пределы отклонения напряжения на зажимах электродвигателей не более ±5%, допускают в отдельных случаях повышение напряжения до 10% (§ I-2-42 ПУЭ). Однако в отдельных случаях можно допустить на зажимах электродвигателей также и снижение напряжения на 10% номинального, так как при этом характеристики асинхронных двигателей сравнительно мало ухудшаются. Дело в том, что обычно мощность двигателей по ряду причин выбирается с запасом. Поэтому их длительная работа при напряжении на 10—12% ниже номинального практически не оказывает влияния ни на их долговечность, ни на режим рабочей машины. Ухудшение характеристик двигателей становится заметным лишь при работе их при полной нагрузке (100%), что практически почти никогда не бывает.

При понижении напряжения ухудшается работа электротермических печей сопротивления, изменяется их температурный режим и нарушается технологический процесс. Требования к стабильности напряжения предъявляют также высокочастотные электротермические установки, питаемые от ламповых генераторов.

В сталеплавильных электропечах понижение напряжения вызывает удлинение времени плавки, а при резком снижении напряжения плавка становится вообще невозможной.

Очень чувствительны к изменениям напряжения силовые косинусные конденсаторы. Их реактивная мощность, как известно, пропорциональна квадрату подводимого напряжения. Таким образом, при понижении напряжения до 90% мощность конденсатора снизится до 81%. Повышение напряжения приводит к увеличению реактивной мощности конденсаторов (при повышении напряжения до 110% мощность конденсатора увеличится до 121%) и, следовательно, вызывает их перегрузку. Согласно ГОСТ для конденсаторов допускается длительное увеличение напряжения не более чем на 10%. Наблюдается массовый выход из

работы конденсаторов при частых повышениях напряжения сверх допустимых величин, имеющих место в ночные смены.

Электросварочные установки допускают снижение напряжения в ограниченных пределах. При одновременной работе нескольких крупных сварочных аппаратов снижение напряжения на шинах 400 В в цеховых подстанциях достигает 25%, а на шинах 6—10 кВ — 5%. Такое снижение напряжения ухудшает качество сварки. Для рационального ведения сварки допускаемые отклонения напряжения не должны превышать ±5%, в исключительных случаях —10%.

Высокие требования к постоянству напряжения предъявляют осветительные установки. Источники света резко изменяют свои характеристики в зависимости от уровня напряжения. Изменяются уровни освещенности, потребляемая мощность и срок службы ламп. Сила света ламп накаливания изменяется пропорционально изменению напряжения в 3—4-й степени. Так, например, при снижении напряжения у ламп на 2,5% световой поток уменьшается на 9%. Повышение напряжения на 10% вызывает сокращение срока службы ламп до 30—35% номинального.

ГОСТ 13109-67 на нормы качества электрической энергии допускает следующие отклонения напряжения на зажимах различных электроприемников:

1. На зажимах приборов рабочего освещения, установленных в производственных помещениях и общественных зданиях, а также в прожекторных установках наружного освещения, в пределах от —2,5 до +5% номинального.

2. На зажимах электрических двигателей и аппаратов для их пуска и управления в пределах от —5 до +10% номинального.

3. На зажимах остальных приемников электрической энергии в пределах ±5% номинального.

4. В послеаварийных режимах допускается дополнительное понижение напряжения на 5%.

Необходимо отметить, что в тех точках сети, к которым не подключены электроприемники, напряжение может повышаться до бо́льших значений, чем это указано выше. Верхний предел напряжения в этих случаях обусловливается классом изоляции оборудования (см. табл. 6-2).

б) РАСЧЕТ ОТКЛОНЕНИЙ НАПРЯЖЕНИЯ

Отклонения напряжения в какой-либо точке c сети δU_c определяются выраженной в процентах разницей между фактическим U_c и номинальным $U_н$ напряжениями. Они определяются по формуле

$$\delta U_c = \frac{U_c - U_н}{U_н} \cdot 100\%,$$

где $U_н$ — номинальное напряжение сети.

Если для рассматриваемого момента времени t известны выраженные в процентах отклонения напряжения $U_н$ в начале линии δU_{1t} и потери напряжения в ней ΔU_t в процентах, то отклонение напряжения в конце линии δU_{2t} будет равно:

$$\delta U_{2t} = \delta U_{1t} - \Delta U_t. \qquad (7\text{-}1)$$

Для цепи одной ступени напряжения уравнение (7-1) может быть записано в следующем, более общем виде:

$$\delta U_{ct} = \Sigma \delta U_t - \Sigma \Delta U_t, \qquad (7\text{-}2)$$

где $\Sigma \delta U_t$ — алгебраическая сумма «добавок» напряжения, т. е. сумма отклонений напряжения, создаваемых центром питания и регулирующими устройствами, если последние установлены в цепи между ЦП и данной точкой; $\Sigma \Delta U_t$ — сумма потерь напряжения в цепи от ЦП до данной точки; δU_{ct} — отклонение напряжения в точке c в момент времени t; t — расчетный момент времени.

Под «добавками» напряжения подразумеваются отклонения напряжения в начальной точке расчетной цепи, например на шинах центра питания, создаваемые силовыми трансформаторами; отклонения напряжения, создаваемые регулирующими устройствами, установленными в сети, а также отклонения напряжения, создаваемые цеховыми трансформаторами. Добавки могут быть положительными и отрицательными.

Напряжение на вторичной стороне понижающих трансформаторов U_2 вычисляется по следующей формуле:

$$U_2 = \left(U_{2x} - \frac{\Delta U_т U_{2x}}{100}\right) \frac{U_1}{U_{от}},$$

где U_{2x} — вторичное напряжение холостого хода трансформатора, В или кВ; U_1 — напряжение на первичных зажимах трансформатора, В или кВ; $U_{от}$ — напряжение выбранного ответвления, В или кВ; $\Delta U_т$ — потеря напряжения в трансформаторе, %, определяемая по следующей формуле, рекомендованной ГОСТ на трансформаторы:

$$\Delta U_т = \beta (u_а \cos \varphi_2 + u_р \sin \varphi_2) + \frac{\beta^2}{200} (u_а \sin \varphi_2 - u_р \cos \varphi_2)^2,$$

где β — отношение фактической нагрузки к номинальной; $u_а$ — активная составляющая напряжения короткого замыкания; $u_р$ — реактивная составляющая напряжения короткого замыкания.

Отклонение напряжения на вторичной стороне понижающего трансформатора может быть определено по следующей приближенной формуле:

$$\delta U_2 = \delta U_1 + \delta U_t - \Delta U_т, \qquad (7\text{-}3)$$

где δU_1, δU_2 — отклонения напряжения соответственно на первичной и вторичной сторонах номинальных напряжений сетей, %; $\Delta U_т$ — потеря напряжения в трансформаторе, вычисляемая по приведенной формуле; δU_t — «добавка» трансформатора, под которой подразумевается отклонение напряжения в процентах номинального напряжения вторичной сети, имеющее место на вторичных зажимах ненагруженного трансформатора, когда к первичной его обмотке подведено напряжение, равное номинальному.

Согласно определению

$$\delta U_t = \frac{U_{2х} U_{н\,(1)}}{U_{от} U_{н\,(2)}} \cdot 100 - 100,$$

где $U_{н(1)}$, $U_{н(2)}$ — номинальные напряжения соответственно первичной и вторичной сетей, В или кВ.

Величина $\delta U_т$ зависит от выбранного ответвления и для распределительных (цеховых) трансформаторов приблизительно равна 0, 5, 10%, для ответвлений соответственно 5, 0 и −5%.

Все величины уравнения (7-3) должны быть отнесены к одному и тому же моменту времени (знак t для упрощения записи опущен).

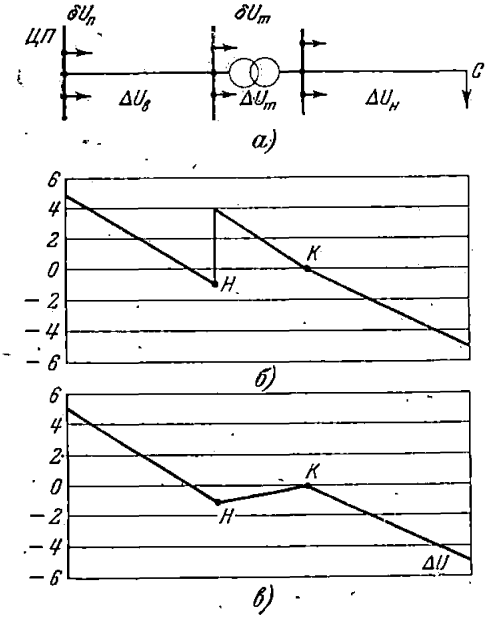


Рис. 7-1. График распределения напряжения вдоль расчетной линии.

Пример применения уравнения (7-3): если к первичной обмотке понижающего трансформатора подвести напряжение, равное напряжению выбранного ответвления (например, 10 500 В к ответвлению 5%), то при холостом ходе вторичное напряжение будет равно номинальному напряжению холостого хода трансформатора (например, 400 В). Применительно к данному случаю $\delta U_1 = 5\%$, $\delta U_т = 0\%$. По формуле (7-3) находим:

$$\delta U_2 = 5 + 0 - 0 = 5\%.$$

Но отклонение 5% соответствует напряжению $380 \cdot 1{,}05 = 399$ В, т. е. приблизительно равно 400 В. Следовательно, по формуле (7-3) получен достаточно точный результат.

Отклонение напряжения на первичных зажимах трансформатора δU_1 равно отклонению напряжения на шинах центра питания $\delta U_п$ минус потеря напряжения от ЦП до данного трансформатора $\Delta U_в$, т. е.

$$\delta U_1 = \delta U_п - \Delta U_в.$$

Тогда уравнение (7-3) примет вид:

$$\delta U_2 = \delta U_п + \delta U_т - (\Delta U_в + \Delta U_т), \qquad (7\text{-}4)$$

т. е. величина δU_2 равна сумме «добавок» минус сумма потерь напряжения.

Для цепи с двумя и более ступенями трансформации можно написать по аналогии с уравнением (7-2) следующее расчетное уравнение:

$$\delta U_{ст} = \sum_{i=1}^{i=m} (\delta U_т)_i - \sum_{l=1}^{l=n} (k_t \Delta U)_l, \qquad (7\text{-}5)$$

где $\delta U_{ст}$ — отклонение напряжения в точке c в момент времени t; δU_t — добавка напряжения в момент времени t; k_t — отношение потери напряжения ΔU_t в данном участке цепи в рассматриваемый момент времени t к максимальному ее значению ΔU на том же участке; $k_t \Delta U = \Delta U_t$ — потеря напряжения в момент времени t; m — число добавок i в рассматриваемой цепи от центра питания до данной точки; n — число участков l в той же цепи.

При расчете электрических сетей двух напряжений (например, 10 и 0,38 кВ, когда известен режим напряжения ЦП) определение отклонений напряжения в предыдущих звеньях не является необходимым.

Применительно к цепи, изображенной на рис. 7-1,*а*, уравнение (7-5) для режима максимальных нагрузок ($k_t = 1$) примет вид:

$$\delta U_c = (\delta U_п + \delta U_т) - (\Delta U_в + \Delta U_т + \Delta U_н),$$

где $U_п$ — отклонение напряжения на шинах центра питания; $\delta U_т$ — добавка напряжения, создаваемая распределительным трансформатором, %; $\Delta U_в$, $\Delta U_т$, $\Delta U_н$ — потери напряжения соответственно в первичной сети высокого напряжения, в трансформаторе и в сети низшего напряжения, %.

На рис. 7-1,*б* приведен график отклонений напряжения для случая, когда $\delta U_{\text{п}}=5\%$; $\Delta U_{\text{в}}=6\%$; $\delta U_{\text{т}}=5\%$; $\Delta U_{\text{т}}=4\%$; $\Delta U_{\text{н}}=5\%$.

На этом графике показаны все члены исходного уравнения, в том числе и значение $\delta U_{\text{т}}$, изображенное вертикальной прямой. Соединив точки H и K прямой, получим упрощенный график на рис. 7-1,*в*.

Уравнение (7-5) применимо к любому моменту времени, а следовательно, и к любому режиму. Иногда, применяя это уравнение к режимам максимальных и минимальных нагрузок, для всей расчетной цепи (для разных ее звеньев) принимают одно значение коэффициента, например соответственно $k_t=1$ и $k_t=0{,}3$. Такой расчет может привести к ошибке, так как он справедлив только при условии, когда графики нагрузок всех звеньев цепи подобны друг другу.

Расчет отклонений напряжения можно произвести и не прибегая к составлению уравнений для всей расчетной цепи. Зная режим напряжения ЦП и подсчитывая потерю напряжения от ЦП до данного трансформатора, находим отклонение напряжения на первичных зажимах трансформатора δU_1. По значению последнего, пользуясь уравнением (7-3) или графиками зависимости $\delta U_2=f(\delta U_1)$, которые могут быть построены с любой степенью точности, находим отклонение напряжения на вторичной стороне трансформатора δU_2. Далее, определив потерю напряжения от вторичных зажимов до данной точки, найдем отклонение напряжения в этой точке.

Расчеты потерь напряжения, %, при решении вопросов регулирования напряжения производятся по следующей приближенной формуле:

$$\Delta U=\frac{\Sigma(Pr+Qx)}{10U^2}$$

или

$$\Delta U=\frac{1}{10U^2}\Sigma(r_0+x_0\operatorname{tg}\varphi)Pl,$$

где P и Q — активные и реактивные мощности, кВт и квар; r_0 и x_0 — активные и реактивные сопротивления 1 км линии, Ом; r и x — активные и реактивные сопротивления одного участка, Ом; l — длина участка линии, км; U — напряжение линии (номинальное), кВ.

Для упрощения расчетов пользуются различными вспомогательными таблицами, кривыми и номограммами.

7-3. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ

а) РАСЧЕТ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

Причиной отклонений напряжения у потребителей данного предприятия является изменение режима работы его электроприемников и электроприемников других потребителей, питающихся от той же сети, а также изменение режима питающей энергосистемы. В результате изменяются токи в сети и, следовательно, потери напряжения в ней. Это вызывает необходимость регулирования напряжений для поддержания необходимого его уровня при разных режимах.

Уровни напряжения в соответствующих точках электросети предприятия определяются для максимального и минимального режимов нагрузки.

При расчетах регулирования напряжения в сети предприятия необходимо учитывать:

а) пределы отклонений напряжений в энергосистемах, регламентированные ПУЭ, а именно:

при нормальных режимах работы энергосистемы на шинах электростанций и шинах вторичного напряжения подстанций напряжением 35 кВ и выше должно быть обеспечено встречное регулирование напряжения в пределах 0—5% номинального напряжения сети;

при нормальном режиме работы ЦП в периоды снижения суммарной нагрузки до 30% и ниже максимального ее значения напряжение на шинах должно поддерживаться на уровне номинального напряжения сети, а в периоды максимума превышать его не более чем на 5%; при необходимости и при возможности по режиму ЦП допускается повышать напряжение на шинах в часы максимума до 10%, если при этом отклонение напряжения у ближайших потребителей не превысит максимального допустимого значения;

б) пределы отклонений напряжения, фактически имеющие место на шинах источника питания данного предприятия по данным энергосистемы, и предполагаемые средства регулирования напряжения на этом источнике;

в) данные об изменениях расчетных потерь напряжения в соответствующих элементах электросети предприятия при максимальном и минимальном режимах нагрузок.

Вопросы регулирования напряжения в электрических сетях предприятий и в питающих их энергетических системах неразрывно связаны и решаются совместно.

Наглядное представление о большом значении режима напряжения на шинах ЦП можно получить из рассмотрения графиков зависимости отклонений напряжения на вторичной стороне распределительных трансформаторов δU_2 от величины потери напряжения в первичной сети $\Delta U_{\text{в}}$ при различных режимах напряжения на шинах ЦП, т. е. при разных значениях отклонений напряжения на этих шинах $\delta U_{\text{п}}$.

Рассмотрим зависимость $\delta U_2 = f(\Delta U_в)$ для случая, когда на шинах ЦП поддерживается постоянное напряжение на уровне 5%. Обозначим режим максимальных нагрузок двумя штрихами, а минимальных — одним; для заданного режима имеем $\delta U'_п = \delta U''_п = 5\% =$ = пост. Нагрузка однородная, минимальная нагрузка равна 0,3 максимальной: $P_{мин} = 0{,}3P_{макс}$. Потери напряжения в распределительном трансформаторе приняты равными: $\Delta U''_т = 4\%$; $\Delta U'_т = 1{,}2\%$.

На рис. 7-2,*а* изображен график упомянутой зависимости. По оси абсцисс отложены потери напряжения в первичной сети, питающейся от ЦП, в режимах максимальных $\Delta U''_в$ и минимальных $\Delta U'_в$ нагрузок.

Если трансформатор с ответвлением +5% подключен к шинам с напряжением +5% (6300 В), то на вторичной его стороне отклонение напряжения будет равно приблизительно 5% (по отношению к номинальному напряжению сети 380 В), а в режимах максимальных (сплошные линии) и минимальных (пунктирные линии) нагрузок эти отклонения соответственно составят 5—4=1%; 5—1,2= =3,8%, что показано на рис. 7-2,*а* для $\Delta U_в = 0$, т. е. для случая, когда трансформатор подключен непосредственно к шинам ЦП.

По мере увеличения потерь напряжения в первичной сети будет соответственно снижаться значение отклонения напряжения на вторичной стороне, что и отражено на графике. Из рассмотрения графика, приведенного на рис. 7-2,*а*, вытекает, что стабильное напряжение на шинах центра питания нельзя считать удовлетворяющим потребителя. Этот режим отчасти удовлетворителен только для высоковольтных (6—10 кВ) приемников. При напряжении на шинах 5% (6 кВ) напряжение на зажимах этих приемников не выйдет за пределы ±5% при $\Delta U \leqslant 10\%$. Однако и в данном случае режим стабильного напряжения не является экономически целесообразным.

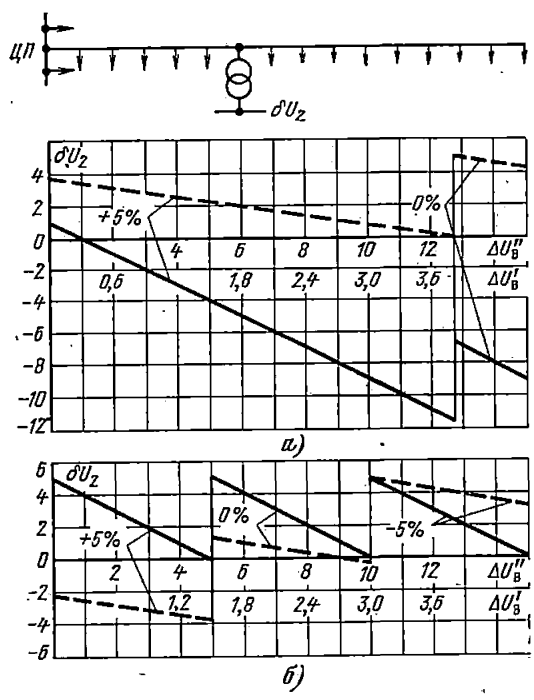


Рис. 7-2. Зависимость $\delta U_2 = f(\Delta U_в)$.
а — $\delta U'_п = \delta U''_п = +5\% =$ пост.; *б* — $\delta U'_п = -1\%$; $\delta U''_п = +9\%$; сплошные линии — при максимальных нагрузках; пунктирные — при минимальных нагрузках.

Для приемников напряжением до 1000 В режим стабильного напряжения на шинах ЦП является совершенно неприемлемым. Недостаток рассматриваемого режима напряжения заключается в следующем: а) уровни вторичных напряжений в режиме минимальных нагрузок всюду выше, чем в режиме максимальных нагрузок; б) практически исключается возможность применения распределительных (цеховых) трансформаторов с разными ответвлениями; в) недостаточная величина располагаемой потери напряжения из-за того, что уже при $\Delta U''_в > 1\%$ значение $\delta U''_2$ становится отрицательным (рис. 7-2,*а*).

На рис. 7-2,*б* изображен график зависимости $\delta U_2 = f(\Delta U_в)$ для встречного регулирования напряжения на шинах ЦП в пределах от $\delta U''_п = 9\%$ в максимум нагрузок до $\delta U'_п = -1\%$ в минимум нагрузок. Потери в трансформаторе те же, что и в предыдущем примере, т. е. $\Delta U''_т = 4\%$, $\Delta U'_т = 1{,}2\%$.

Из этого графика следует, что при встречном регулировании могут быть использованы все ответвления распределительного трансформатора (5%, основное 0 и —5%) и что величина $\delta U''_2$ снижается лишь до 0% в точках смены ответвлений.

Если при режиме стабильного напряжения на ЦП (рис. 7-2,*а*) значение $\delta U''_2$ становится меньше нуля ($\delta U''_2 < 0$) уже при $\Delta U''_в > 1\%$, то при встречном регулировании эта величина принимает значение $\delta U''_2 < 0$ лишь при $\Delta U''_2 > 15\%$.

Действительно, теоретически возможная (без учета влияния зоны нечувствительности и других поправок) потеря напряжения в сети низкого напряжения Δt, %, от шин трансформатора до наиболее удаленного приемника равна:

$$\Delta U_t = \delta U''_{2мин} - (-5\%),$$

где —5% — допустимое отклонение напряжения на зажимах наиболее удаленного силового электроприемника (для ламп это значение равно —2,5%).

При встречном регулировании на ЦП наименьшее значение равно $\Delta U_t = 0 - (-5) = 5\%$

при $\Delta U_в \leqslant 15\%$, а при стабильном напряжении на ЦП уже при $\Delta U''_в = 6\%$ значение $\Delta U_t = -5-(-5) = 0\%$, т. е. в этом случае качественное напряжение у электроприемника не может быть обеспечено при любом сечении проводов. Практически же с учетом зоны нечувствительности и других поправок расчетная (располагаемая) потеря напряжения оказывается в этом случае равной нулю и при значительно меньшем значении $\Delta U''_в$.

Необходимо отметить, что если применить трансформаторы с ответвлениями $\pm 2 \times 2{,}5\%$, то в случае встречного регулирования наименьшее значение $\delta U''_2$ повысится до 2,5% и на 2,5% повысится расчетное значение ΔU в сети низкого напряжения.

Из графика рис. 7-2,*а* следует, что при стабильном напряжении на шинах ЦП получается явно неудовлетворительный режим напряжения во вторичных сетях. Практика показывает, что на понижающих подстанциях с нерегулируемыми под нагрузкой трансформаторами наблюдаются еще менее удовлетворительные режимы напряжения в тех случаях, когда в максимум нагрузок напряжение меньше, чем в минимум.

Поэтому регулирование следует выполнять по графику рис. 7-2,*б*, построенному для диапазона регулирования 10% с пределами +9% и —1%. Верхний предел всюду, где это допустимо и целесообразно, в соответствии с ПУЭ рекомендуется поднимать до 10%. Нижний же предел в промышленных сетях, где значение $\Delta U''_в$ значительно меньше 15%, может быть повышен до значений, определяемых расчетом.

6) Способы и средства регулирования напряжения

Для выбора средств регулирования напряжения и места их установки, а также для правильной установки ответвлений у трансформаторов необходимо выявить уровни напряжения в разных точках системы электроснабжения предприятий в разное время суток.

Для всех расчетных режимов предварительно определяются мощности, протекающие на участках сети от шин ЦП (ГПП) до ближайших и удаленных потребителей, технические параметры этих участков, сечения линий, мощности трансформаторов, типы реакторов.

Выбор средств регулирования напряжения должен базироваться на анализе режимов напряжения на шинах центра питания (питающей подстанции или ТЭЦ) и режимов нагрузок линий, отходящих от этого центра.

При определении степени и средств регулирования следует исходить не только из технических, но и из экономических критериев. Необходимо рассматривать весь комплекс мероприятий по улучшению режимов напряжения в электрических сетях предприятия:

а) применение на ГПП и ПГВ понизительных трансформаторов и автотрансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой с диапазоном регулирования 15—20%; это средство является основным и во многих случаях оказывается достаточным при ПГВ, располагаемых в центрах нагрузок соответствующих групп потребителей;

б) применение вольдобавочных трансформаторов при отсутствии трансформаторов, регулируемых под нагрузкой;

в) использование рекомендаций по правильному выбору ответвлений у нерегулируемых трансформаторов для разных режимов работы;

г) уменьшение потерь напряжения в отдельных элементах сети путем рационального построения всей системы электроснабжения (применение глубоких вводов и разукрупнение подстанций, улучшение коэффициента мощности, рациональные схемы сети);

д) применение батарей косинусных конденсаторов, устанавливаемых в непосредственной близости от токоприемников, с возможностью полного ручного или автоматического отключения всей батареи или ее секций или же применение автоматического регулирования конденсаторных установок поперечной компенсации в зависимости от потребности в реактивной мощности;

е) применение связей в распределительных сетях напряжением до 1000 В между подстанциями, позволяющих отключать часть трансформаторов в минимальном режиме нагрузок или же переводить питание дежурного освещения на отдельные трансформаторы малой мощности в часы минимума нагрузок;

ж) использование в максимальной степени на предприятиях, имеющих собственные электростанции, регулирования напряжения генераторов с изменением уставок регуляторов в соответствии с изменением величины напряжения на шинах вторичного напряжения цеховых подстанций;

з) применение синхронных электродвигателей с автоматическим регулированием тока возбуждения.

В первую очередь следует применять мероприятия, не требующие затрат на установку специальных регулирующих устройств (пп. «в—з»).

Перечисленные мероприятия по регулированию напряжения необходимо рассматривать и учитывать при выборе оптимальных вариантов электроснабжения уже на первых стадиях проектирования при закладывании основных

принципиальных решений, так как позднее их не всегда можно осуществить.

Из рассмотрения рис. 7-3 следует сделать важный вывод о том, что на всех питающих подстанциях (ЦП, ГПП, ПГВ) необходимо устанавливать трансформаторы с автоматическим регулированием напряжения под нагрузкой. Это является основным способом регулирования напряжения на промышленных предприятиях. Отказ от установки таких трансформаторов должен быть специально обоснован, например, тем, что для регулирования напряжения во вторичных сетях применяются вольтодобавочные трансформаторы.

Трансформаторы, имеющие автоматическое регулирование напряжения (РПН), поставляются комплектно с блоками автоматического регулирования (с автоматическими регуляторами) типа БАУРПН. Регуляторы БАУРПН имеют небольшое потребление по цепям напряжения (не более 10 В·А) и по цепям тока (не более 5 В·А). Это позволяет присоединять их к измерительным трансформаторам, используемым одновременно для измерения и защиты. На существующих ГПП, имеющих трансформаторы без регулирования напряжения под нагрузкой, следует устанавливать последовательно с ними вольтодобавочные трансформаторы.

Задача регулирования напряжения на предприятиях значительно облегчается при применении глубоких вводов, принципа разукрупнении подстанций 110—220 кВ и расположения ПГВ в центрах нагрузки соответствующих групп электроприемников.

ПГВ имеют более ограниченный диапазон нагрузок в отношении их разнородности и разнорежимности работы, чем крупные ГПП или районные подстанции. Поэтому применение на ПГВ регулируемых под нагрузкой трансформаторов наряду с перечисленными выше средствами регулирования, не требующими специальных устройств, в ряде случаев оказывается достаточным.

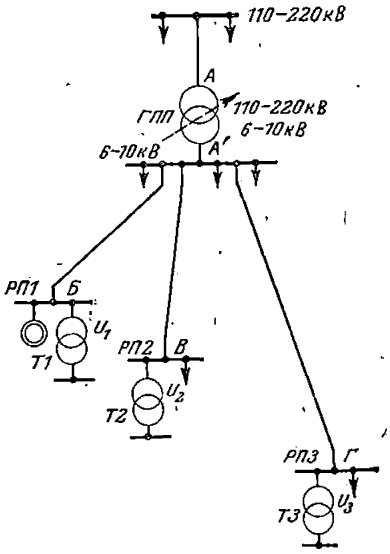


Рис. 7-3. Схема централизованного регулирования напряжения на ГПП с применением трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой.

Если же питание производится от районной подстанции или от крупной ГПП, то встречное регулирование напряжения производится в соответствии с суммарным графиком нагрузки этой подстанции или же по графику нагрузки одной из наиболее характерных отходящих линий. При этом на отдельных линиях, резко различающихся по графику нагрузок или по удаленности, будут неудовлетворительные уровни напряжения.

Следовательно, централизованное регулирование в данном случае окажется недостаточным по характеру и степени разноудаленности отдельных групп потребителей. В этих случаях следует применять дополнительное регулирование при помощи вольтодобавочных трансформаторов на отдельных отходящих линиях с резко различающимся режимом работы. Кроме того, иногда могут потребоваться регулирующие устройства в сети низкого напряжения у особо чувствительных к отклонениям напряжения электроприемников, например для групп осветительных электроприемников при питании их от общих трансформаторов с силовыми приемниками и в других случаях.

Если отходящие от понижающей подстанции линии можно разбить на несколько групп по характеру графиков их нагрузок, то в отдельных случаях может оказаться целесообразным каждую из групп питать от своего трансформатора с регулированием напряжения под нагрузкой. При аварийных режимах эти группы могут взаимно резервироваться.

Цель такого разделения заключается в том, чтобы режим регулируемого напряжения наиболее полно соответствовал графику нагрузок данной группы потребителей.

Иногда при очень разветвленной сети и разнохарактерных нагрузках могут оказаться целесообразными дополнительная установка вольтодобавочных трансформаторов вне ГПП и ПГВ (рис. 7-4,*а*) или же применение регулируемых цеховых трансформаторов. Вообще же цеховые трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой следует применять лишь в тех случаях, когда другие вышеупомянутые средства регулирования недостаточны или менее экономичны, так как этот способ регулирования более дорогой.

Индивидуальное регулирование напряжения на отходящих линиях дает возможность

независимой регулировки и поддержания уровней напряжения на отдельных линиях в соответствии с изменениями их нагрузки независимо от изменения напряжения на сборных шинах подстанции. Но оно значительно дороже как в электрической, так и в строительной части и вызывает увеличение общего объема подстанции.

Эффективность применения дополнительных средств регулирования и стабилизации напряжения должна обосновываться технико-экономическими расчетами с учетом ущербов в народном хозяйстве при отклонениях напряжения от нормированных величин.

Все перечисленные способы регулирования напряжения следует применять с учетом и использованием средств компенсации реактивной мощности (синхронные двигатели с автоматическим регулированием тока возбуждения, регулируемые батареи конденсаторов), предусматриваемых на проектируемом предприятии в соответствии с балансом реактивных нагрузок или с требованиями смягчения или устранения резких колебаний напряжения, связанных с толчковыми нагрузками (продольная компенсация).

Для уменьшения затрат на регулирование напряжения рекомендуется предусматривать наиболее целесообразное сочетание регулирующих и компенсирующих устройств.

Компенсирующие устройства, генерируя недостающую реактивную мощность, помогают решать задачу регулирования напряжения. Более эффективные результаты получаются при применении автоматического регулирования батарей статических конденсаторов (см. гл. 9). При отсутствии такого регулирования имеют место повышения напряжения на подстанциях в ночные часы в связи с избытком реактивной мощности.

Рекомендации по улучшению качества напряжения при резко переменных, часто повторяющихся толчковых нагрузках приведены в § 7-6.

в) УРОВНИ И РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ ПРИ ПИТАНИИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ ОТ ШИН ГЕНЕРАТОРНОГО НАПРЯЖЕНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

При питании предприятия или части его от шин генераторного напряжения ТЭЦ вопросы регулирования напряжения должны решаться исходя из возможностей генераторов. В соответствии с ГОСТ 533-68 турбогенераторы должны отдавать номинальную мощность при номинальном коэффициенте мощности при изменении напряжения в пределах ±5% номинального. При повышении напряжения на 10% номинального турбогенераторы допускают продолжительную работу. При повышении напряжения больше чем на 10% имеет место дополнительный нагрев стали и конструктивной части статора.

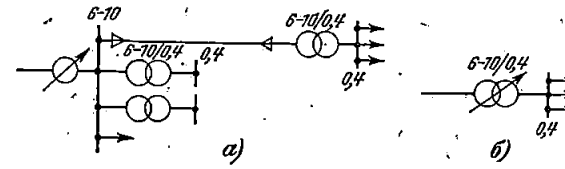


Рис. 7-4. Схема группового регулирования.
а — с вольтодобавочным трансформатором на несколько трансформаторов; *б* — с цеховым регулируемым под нагрузкой трансформатором.

На небольших предприятиях с малоразвитой распределительной сетью путем регулирования напряжения на генераторах можно достигнуть допустимых пределов отклонения напряжения у электроприемников. На крупных предприятиях с развитой распределительной сетью, получающих основное питание от энергосистемы, уровень напряжения определяется системой, и поэтому возможность регулирования напряжения на генераторах заводской ТЭЦ ограничивается.

7-4. ВЫБОР ОТВЕТВЛЕНИЙ НА ОБМОТКАХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Наиболее простым и дешевым способом регулирования напряжения является перестановка ответвлений на обмотках трансформаторов. Однако у трансформаторов, не имеющих регулирования под нагрузкой, ответвления могут быть использованы только для регулирования напряжения у территориально разбросанных, разно удаленных от источника питания потребителей путем использования на их трансформаторах различных ответвлений или же для сезонного регулирования напряжения.

Для повседневного суточного регулирования напряжения такие трансформаторы использовать нельзя, так как каждая перестановка ответвлений связана с отключением трансформатора и, следовательно, вызывает перерыв питания подключенных к нему потребителей. Для осуществления суточного регулирования напряжения применяются трансформаторы с регулированием их коэффициента трансформации под нагрузкой.

При выборе коэффициента трансформации трансформаторов, т. е. при выборе ответвлений, нужно по возможности добиваться такого положения, чтобы вторичное напряжение на шинах подстанции в максимум нагрузок было возможно ближе к $U_н+5\%$ (в частном случае 380+5%), но в то же время нельзя превышать эту величину, так как часть электроприемников присоединяется к шинам под-

станции или в непосредственной близости от нее.

Существенное снижение вторичного напряжения по сравнению с $U_н+5\%$ также чрезвычайно нежелательно, так как на шинах подстанций необходимо иметь запас располагаемого напряжения для создания нормальных условий работы удаленных электроприемников. Коэффициент трансформации трансформаторов нужно выбирать таким образом, чтобы поддерживалось удовлетворительное напряжение при всех изменяющихся режимах работы предприятия, что осуществимо лишь при применении трансформаторов, имеющих регулирование напряжения под нагрузкой.

Для нормальной работы высоковольтных двигателей и других высоковольтных приемников, допускающих на своих зажимах отклонения $\pm5\%$, необходимо, чтобы напряжение в любой точке питающей их сети не выходило за предел $\pm5\%$ или в крайнем случае $+10—5\%$.

Для удовлетворения требований к отклонениям напряжения со стороны потребителей сетей низшего напряжения пределы изменений напряжения в первичной сети могут быть расширены, но при обязательном условии, чтобы напряжение на шинах ЦП изменялось в соответствии с графиком их нагрузок. Если последнее условие соблюдается, то практически во всех вторичных сетях будут поддерживаться удовлетворительные уровни напряжения, как это следует из рис. 7-2,*б*.

Выбор ответвлений легко может быть произведен при помощи уравнения (7-3). Пусть требуется выбрать ответвления распределительного (цехового) трансформатора на основе следующих данных: отклонения напряжения на первичной стороне δU_1 в режимах максимальных и минимальных нагрузок соответственно равны 2 и 5%, а потери напряжения в трансформаторе ΔU_t в тех же режимах соответственно равны 4 и 1%.

Зададимся желательными величинами отклонений напряжения на вторичной стороне δU_2 в режиме максимальных нагрузок 5%, а в режиме минимальных нагрузок 0%.

Необходимое ответвление по режиму максимальных нагрузок $\delta U_t=\delta U''_2—\delta U''_1+\Delta U''_т= =5—2+4=+7$. Выбираем основное ответвление с добавкой 5%.

По режиму минимальных нагрузок

$$\delta U_t=0—5+1=—4\%,$$

т. е. требуется ответвление с наименьшей добавкой, а именно ответвление 5% с добавкой 0%.

Окончательно выбираем по режиму минимальных нагрузок ответвление 5%. При этом в режиме максимальных нагрузок $\delta U''_2=2+ +0—4=—2\%$, а в режиме минимальных нагрузок $\delta U'_2=5+0—1=4\%$.

Для улучшения режима напряжения во вторичной сети необходимо изменить уровни напряжения в первичной сети при помощи дополнительных средств регулирования напряжения или же применить трансформатор с регулированием напряжения под нагрузкой.

7-5. КОЛИЧЕСТВЕННЫЙ КРИТЕРИЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ

Оценка качества напряжения в том или ином пункте электрической сети характеризуется наибольшими величинами отклонений этого напряжения от установленных номинальных их значений на зажимах наиболее близкого и наиболее удаленного электроприемника в наименее благоприятные моменты времени. Отклонения напряжения зависят от очень многих случайных и к тому же часто изменяющихся факторов. Поэтому такая оценка не является совершенной и может привести к нецелесообразому увеличению капитальных затрат, так как последствия от отклонений напряжения зависят не только от величины, но и от продолжительности отклонения, а также от того, какой процент потребителей подвергается большим отклонениям. Так, например, кратковременные и редкие, хотя даже и значительные, отклонения напряжения у отдельных потребителей не могут оправдать расходов, связанных с удорожанием сети, которое будет необходимо для уменьшения или ликвидации этих отклонений. Средняя величина отклонения напряжения также не является мерилом его качества, так как при весьма разных диапазонах отклонений напряжения средние величины могут быть очень близкими или даже одинаковыми.

Для характеристики качества напряжений в настоящее время разработана вероятностная оценка, основанная на методе математической статистики [Л. 7-2—7-4]. Этот метод впервые был разработан П. Айере, доказавшим, что количественную оценку влияния медленных изменений напряжения на экономичность работы электроприемников наиболее удобно и точно можно производить по среднему квадрату отклонения напряжения $(\%)^2$ за период времени T.

Этот метод позволяет при проектировании электроснабжения наиболее правильно учитывать и сочетать экономичную работу электроприемников и экономичность электроустановок. При эксплуатации электрических сетей этот метод позволяет наиболее правильно и экономично определить оптимальный режим работы электрических сетей в отношении регулирования напряжения.

П. Айере показал, что экономическая невыгодность работы различных электроприемников пропорциональна квадрату отклонения напряжения и что, следовательно, количественная оценка медленных колебаний напряжения у потребителей может быть произведена по среднему квадратичному отклонению напряжения $(\%)^2$ за период времени T:

$$(\delta U_{с.к})^2=\frac{10\,000}{T}\int_{t_1}^{t_1+T}(\delta U)^2\,(dt),$$

где $\delta U_{с.к}$ — среднее квадратичное отклонение напряжения от номинального уровня, $(\%)^2$; T — промежуток времени, за который определяется значение $(\delta U_{с.к})^2$; δU — отклонение напряжения в определенный момент времени t.

Отклонение напряжения определяется по формуле

$$\delta U = \frac{U_t - U_н}{U_н},$$

где U_t — напряжение в рассматриваемой точке сети в момент времени t; $U_н$ — номинальное напряжение.

Значение $(\delta U_{с.к})^2$ названо автором методики неодинаковостью напряжения; оно является величиной безразмерной. При расчетах принято единицу неодинаковости напряжения считать равной 1/10 000, или $(1\%)^2$. Так, например, если $(\delta U_{с.к})^2$ в каком-либо пункте сети равно $25\,(\%)^2$, то это значит, что квадрат относительных отклонений напряжения равняется в среднем 25/10 000, сами отклонения напряжения от номинального значения в среднем равны

$$\sqrt{\frac{25}{10\,000}} = \frac{5}{100} \text{ или } 5\%.$$

Таким образом, значение $(\delta D_{с.к})^2 = (10\%)^2$ соответствует хорошему качеству напряжения, а значение $\delta U_{с.к} = 100\%$ соответствует очень низкому качеству напряжения.

Кроме значения $(\delta U_{с.к})^2$, для анализа качества напряжения нужно знать еще широко применяемое в расчетах среднее отклонение напряжения в процентах его номинального значения за тот же промежуток времени T, которое выражается формулой

$$\delta U_{ср} = \frac{100}{T} \int_{t_1}^{t_1+T} \delta U \, dt,$$

а также определить дисперсию случайной величины, характеризующей меру рассеивания или разбросанность (отклонение от среднего) случайной величины, которая обозначается через σ^2 и характеризует нормальный закон распределения.

Как известно из теории вероятностей, значение дисперсии σ^2 равно разности между неодинаковостью напряжения [или квадратом среднего квадратичного отклонения напряжения от номинального значения $(\delta U_{с.к})^2$] и квадратом среднего отклонения напряжения от номинального значения $(\delta U_{ср})^2$, т. е.

$$\sigma^2 = (\delta U_{с.к})^2 - (\delta U_{ср})^2.$$

Если $\delta U_{ср}$ равно нулю, то дисперсия равна среднему значению квадрата случайной величины, т. е. $(\delta U_{с.к})^2$. Значит, в этом случае $\sigma = \delta U_{с.к}$.

Для совокупности электроприемников, подключенных к данному пункту сети, средневзвешенное значение $(\delta U_{с.к})^2$ определяется следующим образом:

$$(\delta U_{с.к\Sigma})^2 = \frac{\Sigma p\,(\delta U_{с.к})^2}{\Sigma p};$$

$$\sigma^2_\Sigma = \frac{\Sigma p \sigma^2}{\Sigma p},$$

где p — мощности, потребляемые отдельными электроприемниками, подключенными к данному пункту сети.

При нормальном распределении случайной функции отклонения напряжения уравнение кривой, отображающей закон распределения, имеет следующий вид:

$$y = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\delta U - \delta U_{ср})^2}{2\sigma^2}}.$$

Согласно теореме Ляпунова вероятность того, что отклонение напряжения $\delta U - \delta U_{ср}$ не превзойдет некоторого числа $a = t\sigma$, может быть определена из выражения

$$\frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-t}^{t} e^{-\frac{t^2}{2}} dt = \frac{2}{\sqrt{2\pi}} \int_{0}^{t} e^{-\frac{t^2}{2}} dt = \Phi(t),$$

которое называется интегралом вероятностей.

Значение интеграла вероятностей находится по таблицам, приведенным в книгах по теории вероятностей (см., например, А. Длин, Математическая статистика в технике, М., «Советская наука», 1958).

Следовательно, пользуясь значениями интеграла вероятностей, можно определить вероятное время работы сети с различными отклонениями вместо определения допустимых пределов отклонения напряжения.

Пример. По показаниям интегрирующего вольтметра, установленного на одном пункте сети $(\delta U_{с.к})^2 = 13\,(\%)^2$, а $\delta U_{ср} = -2\%$; требуется определить вероятность того, что абсолютное значение отклонения напряжения не превысит $a = 4\%$, т. е. будет находиться в пределах $\pm 4\%$ среднего уровня или в пределах $-6\% \div +2\%$ номинального уровня. Находим, что $\sigma^2 = 13 - (-2)^2 = 9\,(\%)^2$; $\sigma = 3\%$; тогда

$$t = \frac{a}{\sigma} = \frac{4}{3} = 1{,}33.$$

Из таблиц интеграла вероятностей находим, что для $t = 1{,}33$ вероятность равна 0,82. Значит, за 82% времени отклонения напряжения не превышали заданного предела $\pm 4\%$. Значения δU, находящиеся вне интервала $-6\% \div +2\%$ номинального уровня, имеют вероятность, меньшую, чем $1 - 0{,}82 = 0{,}18$, т. е. их вероятность менее чем 18%.

Необходимо отметить, что предложенный А. Айере принцип экономической оценки качества напряжения по его среднему квадратичному отклонению не учитывает знак отклонения напряжения [Л. 1-15]. Результат получается одинаковый при отклонении в большую или меньшую сторону от номинального. Однако последствия от понижения или повышения напряжения различны, как это было показано выше (7-2).

7-6. КОЛЕБАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ ПРИ РАБОТЕ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ

а) ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

Колебаниями напряжения называются быстропротекающие, кратковременные изменения, возникающие при резком нарушении нормального режима, вызванном работой электроприводов, электропечей, электросварочных машин и др. (определение см. [Л. 7-14]).

Крупные электроприемники с резкопеременной ударной нагрузкой вызывают резкие и частые изменения активной и реактивной мощности, потребляемой ими из сети, и соответственные колебания напряжения в ней, а иногда (при маломощных источниках электроэнергии) также и колебания частоты, превосходящие регламентированные нормами значения.

Мощности электродвигателей прокатных станов и мощности дуговых сталеплавильных электропечей непрерывно растут; электрические нагрузки этих агрегатов на современных металлургических заводах становятся соизме-

римыми с мощностями таких крупных трансформаторов, как 40, 63 и даже 80 МВ·А. Резко возрастают единичные и суммарные мощности сварочных агрегатов.

При работе главных приводов прокатных станов возникают толчки нагрузок, циклически повторяющиеся на протяжении всего процесса прокатки. Так, например, при работе слябинга при среднеквадратичной потребной мощности 20 000 кВ·А получаются толчковые колебания нагрузки от —2000 до +40 000 кВ·А до 17—20 раз в течение 1 мин. Главные приводы станов горячей прокатки при среднеквадратичной потребляемой мощности 65 000 кВ·А создают колебания мощности 0—100 000 кВ·А через каждые 1,5—2 мин.

Единичные мощности синхронных двигателей прокатных станов достигают 20 000 кВт с дальнейшим ростом до 25 000 кВт. Толчки активной нагрузки при их работе доходят примерно до 280% номинальной мощности, а пусковые токи — до семикратных. Значительные набросы активной нагрузки вызывают колебания фазы напряжения.

При значительном потреблении реактивной мощности коэффициент мощности в сети снижается до 0,35—0,45 при работе обжимных станов и до 0,65—0,85 при работе листопрокатных и других станов.

В связи с внедрением вентильных регулируемых преобразовательных агрегатов для питания резкопеременных ударных нагрузок прокатных станов положение с колебаниями напряжения в питающей сети резко ухудшилось по сравнению с имевшим место при электромашинных преобразователях.

Регулируемые вентильные преобразователи потребляют большие реактивные мощности, которые в основном и вызывают колебания напряжения. При этом большие набросы реактивной мощности немедленно передаются в питающую сеть переменного тока без демпфирования их инерционными массами, как это имеет место при применении электромашинных преобразовательных агрегатов с асинхронными электродвигателями с маховиком или же с синхронными электродвигателями, имеющими быстродействующее автоматическое регулирование возбуждения.

Мощность вентильных преобразователей в единице доходит до 2×10 МВт. Электропроводы, питающиеся от таких преобразователей, получают все большее распространение, так как они наиболее полно удовлетворяют современным технологическим требованиям. Регулирование скорости в широких пределах приводит к большому потреблению реактивной мощности. В системах реверсивного вентильного электропривода, работающего в повторно-кратковременном режиме, мгновенное значение реактивной мощности изменяется в широких пределах за рабочий цикл, поскольку режимы разгона и торможения составляют существенную долю цикла. На станах холодной прокатки при применении вентильных преобразователей набросы реактивной мощности могут превышать 100 000 квар со скоростью нарастания примерно 2 000 000 квар/с. Такие быстрые изменения реактивной мощности вызывают большие колебания напряжения. Переход тока в преобразователе с одного вентиля на другой вызывает коммутационные короткие замыкания, обусловливающие искажение питающего напряжения. Глубина коммутационных провалов в мощных приводах прокатных станов может достигать 70% амплитуды линейного напряжения.

В связи с этим колебания напряжения могут превысить:

в распределительных сетях 6—10 кВ	10%
в питающих сетях 110—220 кВ даже мощных (с мощностью короткого замыкания 3500—5000 МВ·А)	2—3%

Коэффициент несинусоидальности $k_{нс}$ может достигнуть 30—40%. Приведенные значения превышают нормы, приведенные в ГОСТ 13109-67, на качество электроэнергии в сетях общего назначения.

Исследования института ВНИИпроектэлектромонтаж показали, что при работе ионных приводов (ИП) блюмингов 1120 и 1150 при различных схемах питания максимальные значения колебаний напряжения на шинах 10 кВ достигали 10—15,7%, а действующие значения высших гармоник 10,5—14,7%, что значительно превышает значения, нормированные ГОСТ 13109-67. При несимметричном управлении ИП набросы реактивной мощности уменьшились в среднем на 34% (оставаясь выше нормированных), а средневзвешенный коэффициент мощности увеличился на 0,09. Эти исследования также показали, что нормы ГОСТ не выдерживаются также и для сетей 110 кВ, питающих предприятие.

При применении ртутных преобразователей потребляемая реактивная мощность при изменении нагрузки претерпевает колебания за счет изменения коммутационного падения напряжения и изменения угла зажигания α, если наброс нагрузки на выпрямитель сопровождается регулированием напряжения с помощью сеточного управления.

На рис. 7-5 представлены расчетные графики нагрузок прокатных станов [Л. 7-5]. Для ртутно-выпрямительного преобразователя блюминга применена несимметричная система сеточного управления, что дало снижение пика

реактивной мощности на 30% по сравнению с обычной системой сеточного управления.

Вторым существенным источником колебаний напряжения являются дуговые трехфазные сталеплавильные электропечи ДСП. При работе ДСП имеют место частые отключения, число которых достигает 10 и более в течение одной плавки, а также бестоковые паузы (рис. 7-6), которые в течение одного цикла плавки продолжаются от 1 до 5—25 и даже более 30 мин. Кроме того, имеются бестоковые паузы между плавками, необходимые для выпуска стали и новой загрузки печи, продолжающиеся 20—30 мин.

Наиболее тяжелые условия получаются в период расплавления металла (шихты) и в начале окисления (рис. 7-6). При этом возникают эксплуатационные толчки тока (эксплуатационные короткие замыкания $I_{э.к.з}$), вызванные обвалом шихты при ее расплавлении и замыканием ее на электроды. Частота толчков находится в диапазоне 0,1—25 Гц и определяется колебаниями токов электрических дуг. Наиболее часты однофазные и двухфазные замыкания, сравнительно редки трехфазные.

Величина тока при толчке зависит от многих факторов, в том числе от емкости печи, параметров печного трансформатора, от полного сопротивления короткой сети.

Ориентировочно для отечественных ДСП можно принять (в частности, для расчета защит) следующие величины токов эксплуатационных коротких замыканий (в зависимости от емкости печи и связанного с этим полного сопротивления короткой сети и трансформатора):

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

Величины $I_{э.к.з}$ могут колебаться от нуля до полных величин, приведенных выше. Однако, как показывают регистрограммы (рис. 7-7) и осциллограммы, колебания в таком большом диапазоне редки, изменения тока происходят не резко, а ступенчато, и именно от этих ступеней изменения тока и возникают колебания напряжения. Относительные величины диапазона колебаний тока на ДСП малой емкости (0,5—6 т) больше, чем на ДСП средней (10—50 т) и большой (80—200 т) емкости.

Испытания, произведенные институтом ВНИИпроектэлектромонтаж, выявили следующие максимальные значения колебаний напряжения на шинах питания дуговых сталеплавильных печей:

Тип печи	ДСП 100	ДСП 40	ДСП 10
Напряжение, кВ	35	35	6
Колебания напряжения, %	5	10	4,6

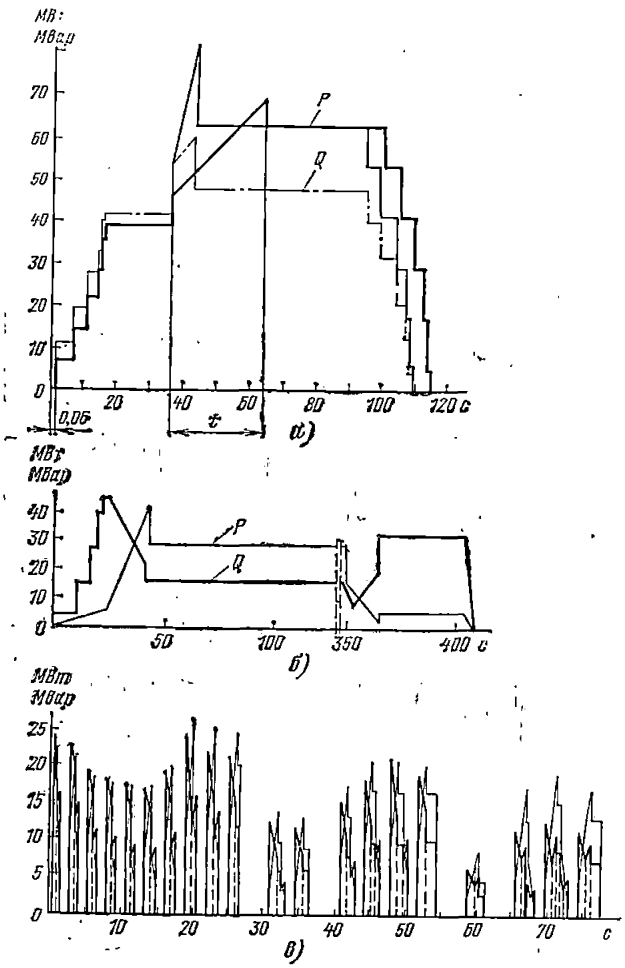


Рис. 7-5. Графики изменения активной и реактивной мощностей прокатных станов.

а — главный привод стана 2000 горячей прокатки; *б* — главный привод стана 2000 холодной прокатки; *в* — главный (ионный) привод блюминга 1120; *P* — реактивная мощность, кВт; *Q* — реактивная мощность, квар; *t* — время разгона чистовых клетей прокатного стана.

В питающей сети 220 кВ колебания напряжения при работе печей ДСП 100 достигали: от одной печи — 2%, от двух — 2,9%, от трех — 3,5%. Эти колебания могут распространяться на значительные районы.

Крупные сварочные аппараты также вызывают резкие и частые толчки нагрузки (см. § 4-8).

Колебания напряжения, происходящие при работе перечисленных электроприемников, крайне неблагоприятно отражаются на работе всех электроприемников, подключенных к данной сети, в том числе и электроприемников, вызывающих эти колебания, что приводит к народнохозяйственному ущербу. Особенно чувствительны осветительные электроприемники. Поэтому в соответствующих нормативных документах введены необходимые ограничения колебаний.

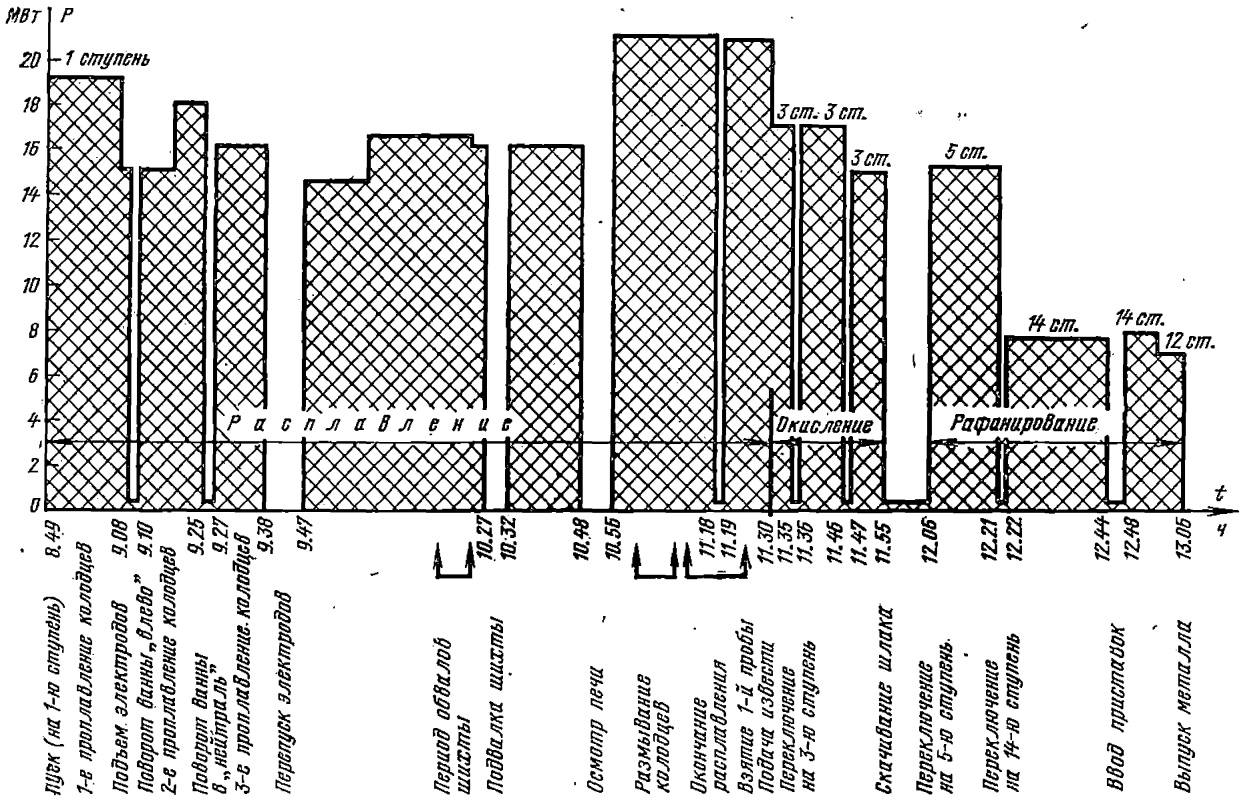


Рис. 7-6. График нагрузки дуговой сталеплавильной печи ДСП емкостью 100 т.

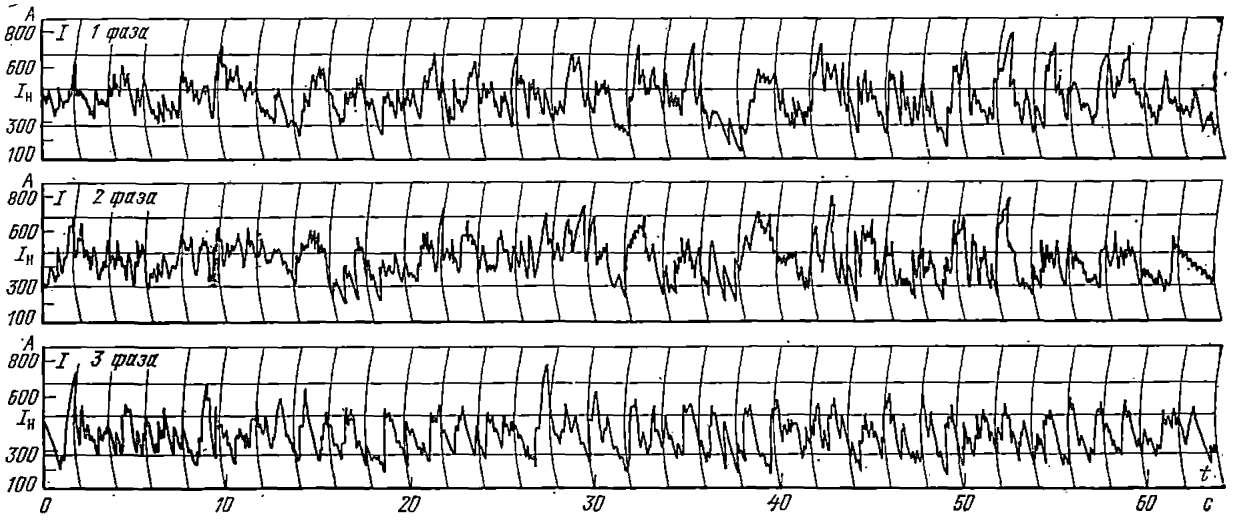


Рис. 7-7. Регистрограмма колебаний тока ДСП емкостью 100 т в период расплавления.

Согласно ГОСТ 13109-67 на нормы качества электрической энергии допускаемые колебания напряжения на зажимах осветительных ламп и радиоприборов U_t, выраженные в процентах, сверх допускаемых отклонений напряжения определяются в зависимости от частоты их повторений по формуле

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

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

Для остальных приемников электрической энергии колебания напряжения не нормируются.

Для отдельных установок с резкопеременным характером нагрузки (например, в электрических сетях металлургических заводов

с прокатными станами) допускаются колебания напряжения до 1,5% номинального при неограниченной их частоте [Л. 7-14].

В электрических сетях сельскохозяйственных районов и в сетях, питающихся от шин тяговых подстанций электрифицированного транспорта, при наличии специальных технико-экономических обоснований допускаются другие значения колебаний напряжения.

На рис. 7-8 представлены кривые зависимости колебаний напряжения в процентах от частоты их возникновения по материалам исследований фирмы Дженерал Электрик. Кривая *1* — граница чувствительности глаза на колебания напряжения, ниже которой глаз не воспринимает колебаний. Кривая *2* — граница, выше которой глаз воспринимает раздражение при колебаниях напряжения, следовательно, значения колебаний, лежащие выше этой кривой, являются недопустимыми. Значения колебаний в зоне между этими кривыми хотя и воспринимаются глазом, являются допустимыми. При частоте колебаний более 20 000 в час обе кривые загибаются вверх; это показывает, что при столь большой частоте колебаний глаз становится менее чувствительным к ним. На рис. 7-8 показаны также зоны колебаний, создаваемых электроприводами различных механизмов для ориентировки при проектировании. Для сопоставления пунктиром показана кривая *3*, полученная по формуле ГОСТ 13109-67, приведенной выше.

Из рассмотрения рис. 7-8 вытекает хорошая сходимость данных Дженерал Электрик

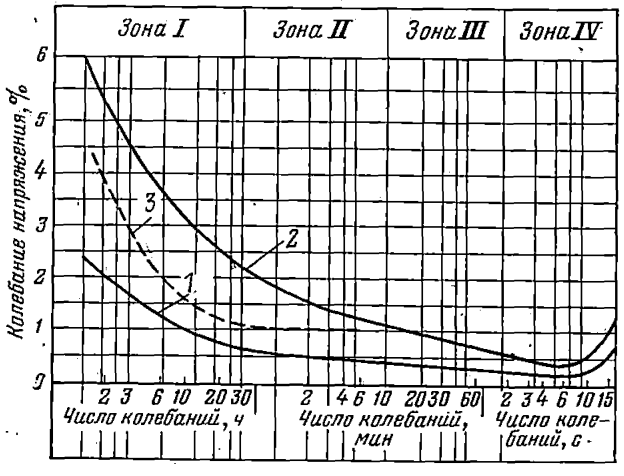


Рис. 7-8. Зависимость колебаний напряжения от частоты их возникновения.

Зона *I* — насосы, оборудование для кондиционирования, освещение театров, бытовые холодильники, нефтяные форсунки; зона *II* — отдельные элеваторы, подъемники, краны, рентгеновское оборудование; зона *III* — дуговые печи, мелькающие рекламы, ручные аппараты точечной сварки, падающие молоты, дуговые сварочные аппараты, пилы, групповые элеваторы; зона *IV* — поршневые насосы, компрессоры, автоматические аппараты точечной сварки.

и ГОСТ 13109-67. Кривая *3*, начиная с частоты колебаний более 30 в час, становится параллельной оси абсцисс, следовательно, для всех электроприемников *II*, *III* и *IV* зон значения колебаний не должны превышать 1%, что следует иметь в виду при расчетах колебаний.

6) РАСЧЕТ КОЛЕБАНИЙ НАПРЯЖЕНИЯ ПРИ РАБОТЕ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ С РЕЗКОПЕРЕМЕННОЙ НАГРУЗКОЙ

Расчеты колебаний напряжения, имеющих место при работе крупных синхронных двигателей с резкопеременной нагрузкой, следует производить с учетом переходных процессов, так как при этом мощность, потребляемая электродвигателем, значительно отличается от мощности установившегося режима. Значения колебаний напряжения, определенные без учета переходных процессов, могут в несколько раз (3—4) превысить действительные значения, что может привести к неправильным выводам при выборе типа электродвигателя.

Необходимо производить анализ переходных режимов в системе электроснабжения заводов, имеющих электродвигатели с резкопеременными, ударными нагрузками. Для анализа рекомендуется применять математическое моделирование с применением аналоговых вычислительных машин, для чего снимаются осциллограммы изменения напряжения в соответствующих узлах системы электроснабжения.

Ниже приведены некоторые ориентировочные указания и формулы для определения колебаний напряжения при работе крупных синхронных двигателей с резкопеременной ударной нагрузкой, могущие служить только для общей ориентировки при проектировании схемы электроснабжения промышленных предприятий.

Если суммарная мощность всех источников питания данной энергетической системы достаточно велика и составляет не менее 10-кратного значения наброса мощности при работе наиболее крупного электроприемника с резкопеременной нагрузкой, то влияние этой нагрузки практически сказывается только на колебаниях напряжения в соответствующих точках системы. Колебание напряжения δU, вызываемое изменениями (набросами) активной нагрузки на ΔP и реактивной нагрузки на ΔQ, может быть ориентировочно определено по формуле

$$\delta U = \frac{\Delta P r + \Delta Q x}{U^2}, \qquad (7\text{-}6)$$

где ΔU — потеря напряжения, отн. ед.; ΔP и ΔQ — изменения (набросы) активной и реак-

тивной трехфазной мощностей электроприемника, МВт и Мвар; r и x — активное и реактивное сопротивления на фазу, Ом; U — линейное напряжение, кВ.

Формулу (7-6) путем преобразований можно привести к виду

$$\delta U = \frac{\Delta P r + \Delta Q x}{S_к Z} = \frac{\Delta P \frac{r}{x} + \Delta Q}{S_к \frac{z}{x}}, \quad (7\text{-}7)$$

где $S_к$ — мощность короткого замыкания в точке электрической системы, в которой проверяются колебания напряжения; Z — полное сопротивление.

Значение ΔP с положительным знаком принимается при увеличении мощности в режиме двигателя и при уменьшении мощности в режиме генератора; значение ΔQ с положительным знаком берется при уменьшении отдаваемой и при увеличении потребляемой электроприемником реактивной мощности.

Коэффициент мощности ударных нагрузок, как правило, невелик, так как эти нагрузки практически чисто реактивные, за исключением электродвигателей для преобразовательных агрегатов прокатных станов, у которых активная составляющая ударной нагрузки также довольно значительная. Однако наиболее опасными для колебаний напряжения все же являются реактивные нагрузки в сетях 6—10 кВ, так как активная слагающая потери напряжения в этих сетях невелика.

Соотношения между активными и индуктивными сопротивления элементов сети r/x составляют:

Воздушные линии 110—220 кВ	0,125—0,5
Кабельные линии 6—10 кВ	1,25—5
Токопроводы 6—10 кВ	0,04—0,11
Трансформаторы 2500—63 000 кВ·А	0,06—0,143
То же 63 000—500 000 кВ·А	0,02—0,05
Реакторы РБА 6—10 кВ до 1000 А	0,02—0,067
Реакторы РБА 6—10 кВ 1500 А	0,0125—0,025
Реакторы РБАМ 10 кВ до 1000 А	0,0143—0,04
Паротурбинные генераторы 12—60 МВт	0,012—0,02
То же 100—500 МВт	0,0075—0,01
Подстанции в распределительных сетях	0,067 и выше

Как видим, активное сопротивление всех элементов сети, кроме кабелей, значительно меньше индуктивного. Активное сопротивление кабельных линий больше индуктивного, но в заводских сетях крупных предприятий при широком внедрении токопроводов 6—10 кВ и глубоких вводов 110—220 кВ они становятся малопротяженными и их удельный вес резко снижается. Поэтому они не оказывают большого влияния на результирующее значение отношения r/x в целом по предприятию.

Это обстоятельство позволяет применить упрощенные методы расчета колебаний напряжения при резкопеременных ударных нагрузках. Исходя из приведенных соотношений r/x для разных элементов сети, можно по изложенным соображениям принять по совокупности для электрических сетей промышленных предприятий при расчетах колебаний напряжения среднее значение r/x равным около 0,1. При этом отношение z/x получается равным около 1. Если эти значения подставить в формулу (7-7), то она примет следующий вид:

$$\delta U = \frac{0{,}1\Delta P + \Delta Q}{S_к}. \quad (7\text{-}8)$$

Учитывая малое отношение r/x элементов сети, активным сопротивлением вообще можно пренебречь, тем более, что сами значения набросов ΔP и ΔQ имеют ориентировочный характер. Тогда колебания напряжения могут быть определены по еще более простой формуле

$$\delta U = \frac{\pm \Delta Q}{S_к}. \quad (7\text{-}9)$$

Из формул (7-7)—(7-9) можно сделать важный вывод о том, что при заданных набросах ΔP и ΔQ значение колебаний определяется мощностью короткого замыкания питающей сети, и чем последняя выше, тем меньше колебания.

При проектировании системы электроснабжения с ударными резкопеременными нагрузками необходимо выявлять распределение этих нагрузок между питающей энергосистемой и генераторами заводской теплоэлектроцентрали, так как последние обычно не рассчитываются на восприятие больших и частых ударных нагрузок. Наилучшим образом это может быть сделано на вычислительной машине. Набросы мощности от электроприводов прокатных станов могут иметь различный характер: на слябинге наброс полной мощности длится примерно в течение нескольких секунд. При нарастании полной мощности в течение долей секунды можно считать, что оно будет распределяться между генераторами ТЭЦ и энергосистемой примерно обратно пропорционально сопротивлениям. Исследования набросов ударных нагрузок слябинга на генераторы ТЭЦ Магнитогорского металлургического завода показали, что при изменениях мощности на генераторах примерно на 6% мгновенные изменения скорости не превысили 0,13—0,15%. Регуляторы турбин не реагируют на такие изменения, так как их зона нечувствительности шире указанных колебаний скорости. Те же исследования показали, что при ударной нагрузке от преобразовательных агрегатов

с приводными синхронными двигателями изменяется фаза напряжения в питающем пункте сети. Это вызывает значительные колебания мощности на двигателях со спокойной нагрузкой и на генераторах электростанции. Исследования показали, что при ударной нагрузке от синхронного электродвигателя мощностью 17 МВ·А имели место следующие отклонения векторов:

э. д. с. электродвигателя от —44° до —16,8°;

напряжения на шинах питающего пункта от —8° до +4°.

Модуль напряжения на питающем пункте изменялся при этом незначительно: от —2,2 до +1,1%.

При ионном электроприводе прокатных станов всякое изменение нагрузки мгновенно вызывает изменение потребляемой из сети активной и реактивной мощности и колебания фазы напряжения имеют сравнительно малую величину.

Исследования ВНИИЭ по одному крупному металлургическому заводу с турбогенераторами 60 МВт показали, что пиковые нагрузки на генераторы от синхронного приводного двигателя преобразовательного агрегата слябинга, составляющие 12,5% в динамическом режиме и 8,9% в статическом режиме от номинальной мощности турбогенератора, приводят к изменению открытия сервомоторов турбин ТЭЦ не более чем на 4% и к изменению паровой нагрузки машин не более чем на 3%, что допустимо для нормальной эксплуатации турбин. Колебания частоты на шинах ТЭЦ составили при этом не более 0,1 Гц, а колебания напряжения были в допустимых пределах.

Из этих испытаний можно сделать вывод, что при резкопеременных ударных электрических нагрузках изменение паровой нагрузки турбин, по-видимому, не должно превышать 5% в течение 10 с.

в) РАСЧЕТ КОЛЕБАНИЙ НАПРЯЖЕНИЯ ПРИ РАБОТЕ ДУГОВЫХ СТАЛЕПЛАВИЛЬНЫХ ПЕЧЕЙ [1]

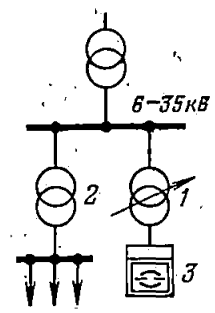
При совместном питании дуговой сталеплавильной электропечи и так называемой «спокойной» общецеховой нагрузки (рис. 7-9) колебание напряжения δU на шинах вторичного напряжения 6—35 кВ понизительного трансформатора ГПП или ПГВ можно с достаточной для практических целей точностью определить по формуле

$$\delta U = \sqrt{3}\,\Delta I\,(r\cos\varphi_\Delta + x\sin\varphi_\Delta), \qquad (7\text{-}10)$$

где ΔI — бросок тока при работе электропечи; r и x — соответственно активное и реактивное

Рис. 7-9. Схема ДСП и «спокойной» нагрузки от общего трансформатора.

1 — печной трансформатор; *2* — трансформатор цехового ТП; *3* — электропечь.



сопротивления цепи на участке между источником питания и шинами 6—35 кВ.

Учитывая, что согласно исследованиям колебания напряжения наибольшие при φ_Δ, близком к 90, и что активным сопротивлением r можно пренебречь (см. п. «б»), формулу (7-10) можно упростить, приведя ее к виду

$$\delta U \approx \sqrt{3}\,\Delta I\,x\sin 90 \approx \sqrt{3}\Delta I x. \qquad (7\text{-}11)$$

Значение δU, %, не должно превышать значение U_t, нормированное ГОСТ 13109-67

$$\delta U,\ \%=\frac{\sqrt{3}\,\Delta I x}{U}\cdot 100 \leqslant U_t,\ \%. \qquad (7\text{-}12)$$

Если для оценки колебаний напряжения (с учетом их частоты) принять расчетный размах колебаний тока при работе ДСП равным 100% номинального тока $I_н$ печи, то значение броска тока ΔI может быть определено по формуле

$$\Delta I = I_н = \frac{S_т}{\sqrt{3}\,U_н} \approx \frac{S_т}{\sqrt{3}\,U}, \qquad (7\text{-}13)$$

где $S_т$ — номинальная мощность печного трансформатора; U — напряжение на шинах 6—35 кВ, которое практически может быть принято равным номинальному напряжению сети.

Если значение x выразить через мощность короткого замыкания $S_к$ на шинах 6—35 кВ: $x = U^2/S_к$, а ΔI принять по формуле (7-13), формула (7-12) примет простой вид [1]:

$$\delta U,\ \%=\frac{\sqrt{3}\,\Delta I x}{U}\cdot 100 \approx \frac{S_т}{S_к}\cdot 100 \leqslant U_t,\ \%. \qquad (7\text{-}14)$$

Таким образом, как и в случае, указанном в п. «б», значение колебаний напряжения в основном определяется мощностью короткого замыкания питающей сети.

Из кривой *3* рис. 7-8 видно, что допускаемое ГОСТ 13109-67 относительное значение колебания напряжения в зоне *II—III*, в которую входят дуговые электропечи, является

[1] Подробнее см. [Л. 7-1 и 7-6].

[1] Вывод формулы заимствован из [Л. 7-6].

постоянным и составляет 1%. Следовательно, формулу (7-14) можно записать так:

$$\delta U,\ \% \approx \frac{S_т}{\sum S_к} \cdot 100 \leqslant 1\%. \qquad (7\text{-}15)$$

Выражение (7-15) может явиться критерием для определения колебаний напряжения при работе дуговой электропечи и для суждения о допустимости подключения ее к общей сети со «спокойными» нагрузками. Аналогичным критерием пользуются и за рубежом. В [Л. 7-6] приведены рекомендуемые в некоторых странах предельные соотношения $S_т/S_к$, %, при которых возможно подключение дуговых электропечей к общей сети, которые в общем близки к величинам, получаемым по формуле (7-15).

При работе нескольких печей колебания увеличиваются пропорционально числу ДСП, но складывать их арифметически нельзя, так как броски токов от разных печей не совпадают по времени. Нужно вводить коэффициент для учета увеличения величины колебаний напряжения при работе нескольких ДСП. Исследования [Л. 7-6] показали, что для n печей одинаковой емкости $k = \sqrt{n}$.

Это выражение применяется также во многих зарубежных странах, но имеются и другие предложения. В табл. 7-1 приведено сопоставление коэффициентов k, полученных из разных источников.

Таблица 7-1

Источники	Значение коэффициентов k при числе печей				
	2	3	4	5	6
$k = \sqrt{n}$	1,41	1,73	2	2,24	2,45
Институт AIEE	1,15—1,20	1,20—1,30	1,30	1,30	1,30
$k = \sqrt[4]{n}$	1,19	1,31	1,41	1,50	1,57

Из табл. 7-1 видно, что между источниками получаются значительные расхождения, причем формула $k = \sqrt{n}$ дает значительно большие величины k, чем другие источники. Эту формулу необходимо подвергнуть дополнительному уточнению. Для определения коэффициента k при работе нескольких n печей различной емкости с печными трансформаторами разной мощности $S_{т1}$; $S_{т2}$; $S_{т3}$; ...; $S_{тi}$ предложена формула [Л. 7-6]

$$k = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^{i=n} S^2_{тi}}}{S_{т.макс}}, \qquad (7\text{-}16)$$

где $S_{т.макс}$ — мощность наибольшего электропечного трансформатора в группе.

г) ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПИКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ ПРИ ЭЛЕКТРОСВАРКЕ

Повторно-кратковременный режим работы сварочных аппаратов с частыми их включениями и большими пиками тока вызывает значительные колебания напряжения в цеховых распределительных сетях напряжением до 1000 В. В рабочем режиме машин контактной сварки кратность пиков тока может достигнуть до 2-х, а в режиме короткого замыкания электродов машины до 3-х и выше.

Указания по расчету пиковых нагрузок машин контактной сварки даны в § 4-8. В [Л. 1-6] приведен другой метод определения пиковых нагрузок машин контактной сварки.

7-7. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОГРАНИЧЕНИЮ КОЛЕБАНИЙ НАПРЯЖЕНИЯ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

При проектировании электроснабжения промышленных предприятий, имеющих в своем составе электроприемники с резкопеременной ударной нагрузкой, необходимо производить исчерпывающий анализ режимов работы этих электроприемников, определять их влияние на систему электроснабжения и рассчитывать колебания напряжения в питающих сетях и в характерных узлах нагрузки.

Особенно остро проблема колебаний напряжения возникает при малой мощности генераторов заводской ТЭЦ и при питании предприятия от маломощной или удаленной энергосистемы, а также в период пуска предприятия, когда источники питания от энергосистемы в данном районе и собственная ТЭЦ еще не доведены до проектной мощности. Практика показывает, что недоучет этих обстоятельств приводит к большим осложнениям и затруднениям при наладке и пуске крупных агрегатов и отражается на работе всего предприятия.

Поэтому при наличии крупных электроприемников с резкопеременной ударной нагрузкой питающая энергосистема должна обладать достаточной мощностью, чтобы обеспечить минимально допустимый уровень напряжения в питающей сети 110—220 кВ. При недостаточно мощной энергосистеме должны подвергаться проверке экономическая целесообразность и техническая возможность применения вентильных преобразовательных агрегатов прокатных станов, дающих наибольшие набросы реактивной мощности. В электрических системах ограниченной мощности, в которых имеются крупные электроприемники, соизмеримые по величине с мощностью генераторов электростанций, входящих в систему, и где колебания напряжения обусловливаются

набросами не только реактивной, но и активной мощности, для уменьшения колебаний напряжения и частоты могут быть применены для сглаживания колебаний напряжения быстродействующие автоматические регуляторы, так называемые регуляторы «сильного действия», реагирующие не только на изменение режимного параметра, но и на скорость этого изменения и на ускорение. Для сглаживания колебаний частоты целесообразно применять воздействие на первичные двигатели турбогенераторов станции, например на подачу пара в турбину. Произведенные МЭИ эксперименты [Л. 1-17] показали, что применение этого способа может полностью устранить колебания частоты в системе электроснабжения с толчковой нагрузкой.

Ограничение неблагоприятного влияния ударных нагрузок на работу других электроприемников достигается выбором рациональной с этой точки зрения схемы электроснабжения и рациональной схемы пуска и режима работы электродвигателей, а также проведением ряда мероприятий по ограничению набросов реактивной мощности. Для получения оптимальных результатов все эти вопросы должны решаться одновременно, комплексно.

Основным схемным мероприятием является применение повышенных напряжений в питающих и распределительных сетях и приближение источников питания к электроприемникам с резкопеременной ударной нагрузкой путем питания дуговых электропечей на повышенном напряжении, выделения питания крупных электроприводов отдельными линиями непосредственно от ГПП, ПГВ или ТЭЦ, минуя соответствующую цеховую подстанцию и т. п. (рис. 7-10,*а*). Этому способствует применение глубоких вводов и разукрупнение подстанций на напряжении 110—220 кВ (см. гл. 5). Эффективным средством является повышение уровня токов короткого замыкания в сетях, питающих электроприемники с резкопеременными ударными нагрузками (см. § 7-6). Для этой цели уменьшается реактивное сопротивление линий основного питания к подстанциям, питающим крупные электроприемники с резкопеременной нагрузкой, путем применения кабелей и кабелепроводов, токопроводов с уменьшенной реактивностью, уменьшения реактивности реакторов или вообще отказа от реактирования на линиях, питающих резкопеременную нагрузку. Это обстоятельство сказывается и на выборе способа канализации электроэнергии.

Произведенные расчеты показали, что прогрессивный способ канализации электроэнергии токопроводами не всегда может быть применен для питания электроприемников с ударной нагрузкой, особенно при значительной длине токопроводов, так как вследствие их значительной индуктивности при этом получаются недопустимо большие потери напряжения на зажимах указанных электроприемников.

В целях снижения суммарного реактивного сопротивления питающей системы иногда приходится вопреки установившейся практике и директивным указаниям усложнять схему коммутации и защиты и применять на главных понизительных подстанциях параллельную работу питающих линий и трансформаторов. В отдельных случаях целесообразно отказываться от использования расщепленных обмоток трансформаторов и соединять их параллельно.

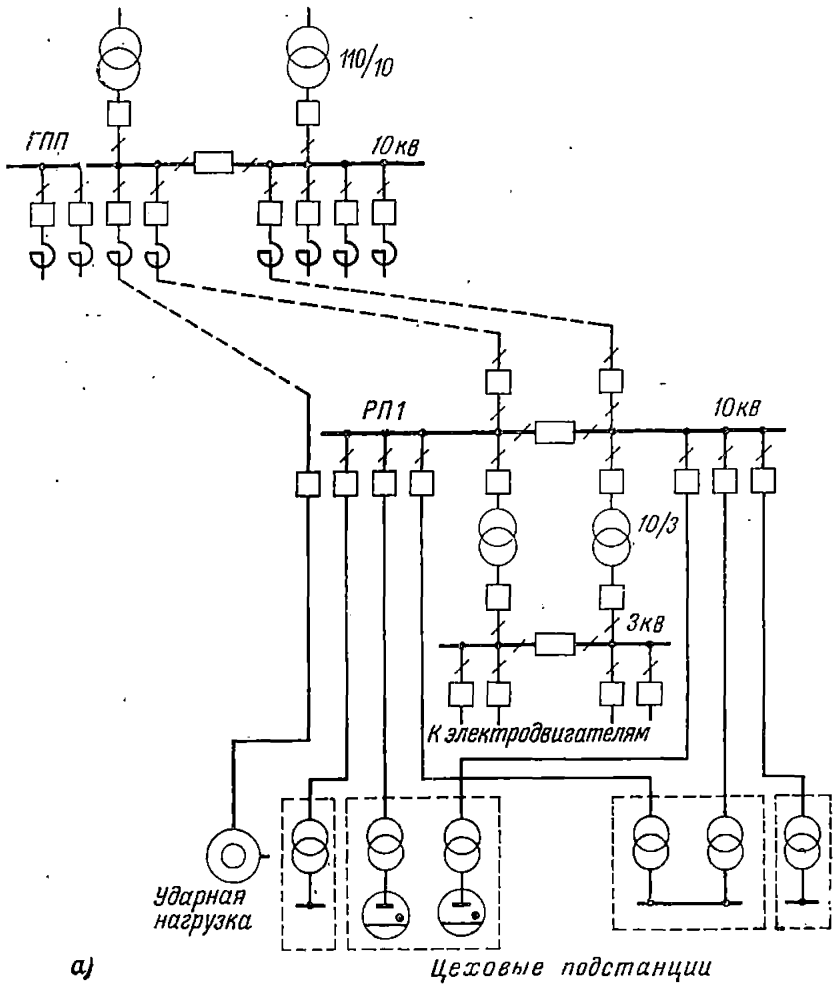
Однако повышение уровня токов короткого замыкания вызывает удорожание сетевых элементов в системах 6—10 кВ и лимитируется предельными параметрами выключателей 6—10 кВ общепромышленного применения, которые в настоящее время по отключаемой мощности составляют всего лишь 500 МВ·А. Применять же в потребительских электросетях на всех присоединениях генераторные выключатели типов МГГ и МГ нецелесообразно, так как они очень дороги, а главное громоздки и требуют сложных конструктивных решений, неприемлемых для массового применения в промышленных электросетях.

Подробнее об этом сказано в § 8-4 об оптимальных токах короткого замыкания, в котором представляет интерес схема, приведенная на рис. 8-41. В ней не предусмотрено реактирование на вводах от трансформаторов и на линиях к мощным вентильным преобразователям, чтобы не увеличивать индуктивность цепей, и в связи с этим установлены более мощные выключатели, чем на всех остальных реактированных линиях.

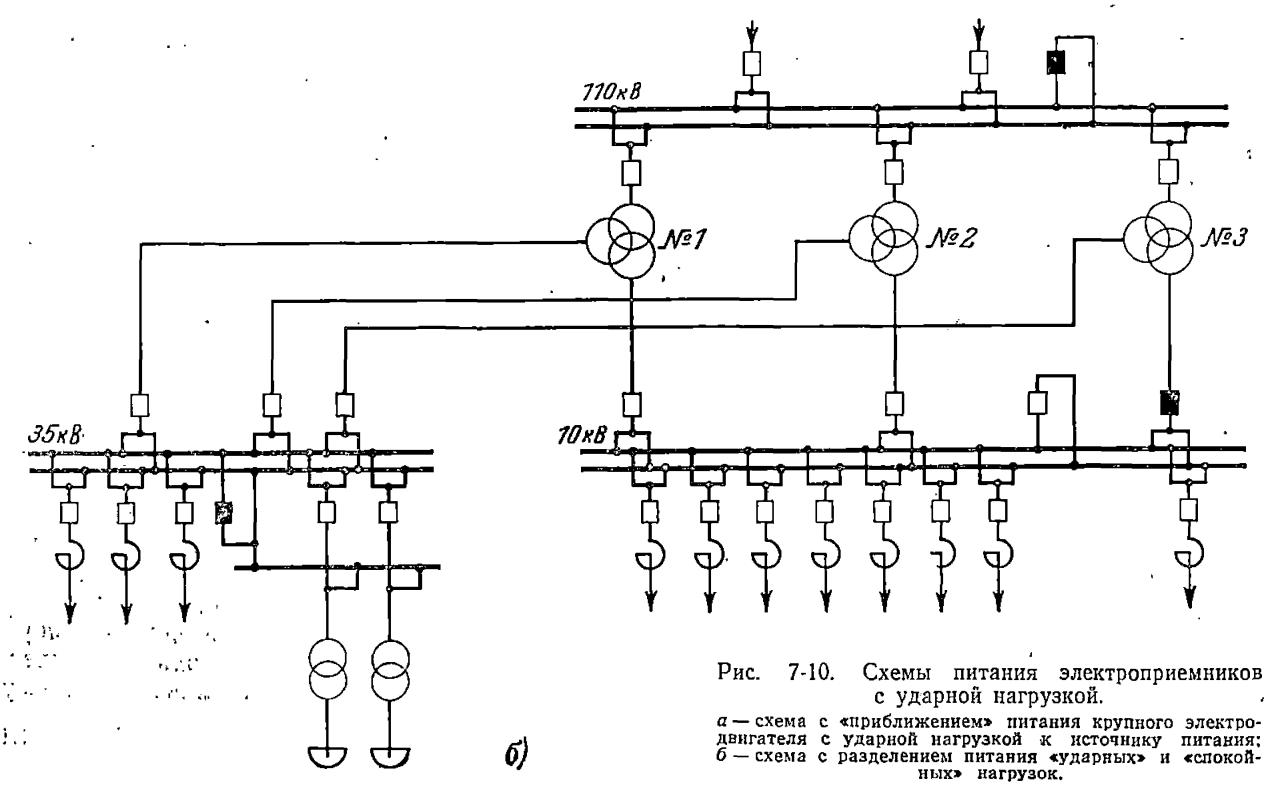
Хорошие результаты дает разделение питания ударных и так называемых «спокойных» нагрузок, которое может быть выполнено несколькими способами:

1. Выделением на отдельные линии или на отдельные трансформаторы потребителей, не терпящих толчков нагрузки, например освещения, или же питание этих потребителей совместно с более «спокойными» нагрузками.

2. Выделением питания групп электроприемников с ударными нагрузками при значительной их мощности на отдельные трансформаторы, но с общим резервированием трансформаторов, питающих ударные и «спокойные» нагрузки. Такая схема представлена на рис. 7-10,*б*, на котором дуговые печи при нормальном режиме питаются от одного из трех трансформаторов через отдельную систему



а)



б)

Рис. 7-10. Схемы питания электроприемников с ударной нагрузкой.

а — схема с «приближением» питания крупного электродвигателя с ударной нагрузкой к источнику питания; *б* — схема с разделением питания «ударных» и «спокойных» нагрузок.

шин 35 кВ. Другие два трансформатора питают прочие нагрузки. Резервирование же осуществляется от общего трансформатора, так как на время кратковременного послеаварийного режима можно допустить повышенные колебания напряжения.

3. Присоединением ударных и спокойных нагрузок на разные плечи сдвоенного реактора (рис. 7-11).

Расчеты показали [Л. 1-6], что исходя из заданного значения пиковой реактивной нагрузки (толчка) и из мощности понижающего трансформатора на ГПП, можно подобрать сдвоенный реактор с необходимыми параметрами для стабилизации напряжения до нормированных значений на ветви реактора, к которой подключены электроприемники, не терпящие толчков нагрузки. При этом одновременно решается задача уменьшения тока короткого замыкания на стороне вторичного напряжения ГПП. При применении этой схемы необходимо также производить проверку по допустимой потере напряжения на электроприемниках, присоединенных к ветви реактора, питающей ударные нагрузки, в том числе и у электроприводов, вызывающих толчки нагрузки. Нужно иметь в виду, что при сравнительно небольшой мощности короткого замыкания на стороне первичного напряжения ГПП могут появиться дополнительные пиковые потери напряжения и в питающей сети, величина которых не должна превышать 1% по условиям питания осветительной нагрузки. Это также нужно учитывать при выборе параметров реактора, которые можно подобрать таким образом, чтобы стабилизировать напряжение на стороне 6—10 кВ с учетом пиковых потерь как в трансформаторе, так и в питающей системе.

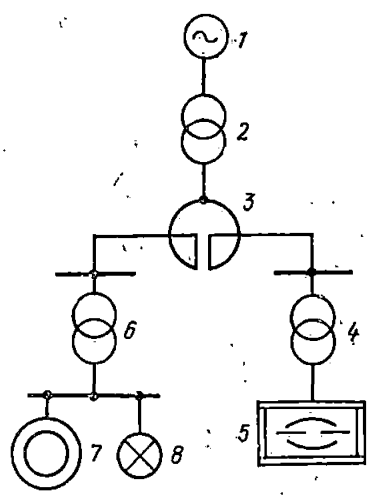


Рис. 7-11. Схема с применением сдвоенных реакторов для стабилизации напряжения при ударных нагрузках.
1 — питающая система; *2* — трансформатор ГПП; *3* — сдвоенный реактор; *4* — трансформатор электропечи; *5* — дуговая электропечь; *6* — цеховой трансформатор; *7* — силовая нагрузка; *8* — осветительная нагрузка.

4. Применением на ГПП или ПГВ трансформаторов с расщепленными обмотками вторичного напряжения с выделением на одну из ветвей обмотки питания резкопеременных ударных нагрузок, а на другую спокойных нагрузок, включая освещение. В этом случае ограничение влияния ударных нагрузок на спокойные обусловливается отсутствием электрической связи между ветвями расщепленной обмотки трансформатора и слабой магнитной связью между ними, благодаря чему колебания напряжения, возникающие в ветви, питающей резкопеременную нагрузку, не полностью отражаются на напряжении ветви, к которой присоединены спокойные нагрузки. Степень ограничения зависит от магнитной связи между ветвями обмотки. Эта связь определяется так называемым коэффициентом расщепления $k_р$. При расчетах режимов работы сети рекомендуется, как правило, принимать среднюю величину $k_р$ равной 3,5 (см. § 8-4).

Недостатками этого способа по сравнению с применением отдельных трансформаторов для ударной и спокойной нагрузки являются трудность регулирования напряжения на каждой ветви расщепленной обмотки и все же неполное устранение колебаний, передающихся во вторую ветвь, питающую спокойную нагрузку. Достаточное сглаживание колебаний напряжения в ветви, питающей спокойную нагрузку, получается в тех случаях, когда индуктивное сопротивление питающей сети незначительно по сравнению с сопротивлением трансформатора.

При разделении питания ударных и спокойных нагрузок (п. 1—4) на шинах, питающих только электроприемники с ударными нагрузками, можно допустить отклонения от параметров, регламентированных в ГОСТ 13109-67, и они будут определяться исходя из условий, обеспечивающих надежную работу указанных электроприемников, а именно:

пуска и самозапуска электродвигателей при действии АВР и АПВ после посадки напряжения;

обеспечения устойчивой работы вентильного электропривода в инверторном режиме при коммутационных провалах напряжения в сети, питающей эти электроприводы;

поддержания скорости вентильного электропривода при изменении его нагрузки или при колебаниях напряжения в питающей сети;

обеспечения баланса реактивной мощности в каждом узле схемы электроснабжения.

Уменьшение колебаний напряжения от электропечных нагрузок может дать приме-

нение принудительного графика при работе нескольких печей. На рис. 7-12 приведены индивидуальные графики работы шести печей ДСП и суммарный график их нагрузки. При принудительном сдвиге индивидуальных графиков в период с 12,5 до 13 ч могут быть уменьшены не только суммарная величина колебаний, но и максимальная мощность, потребляемая электропечным цехом. Однако этот вопрос требует дополнительной проработки и исследований в эксплуатации, так как применение принудительного графика может при определенных условиях привести к некоторому уменьшению выпуска продукции [Л. 7-1].

Перечисленные мероприятия для ограничения колебаний напряжения, не требующие, как правило, применения специального оборудования и устройств и, следовательно, не увеличивающие капитальных вложений в систему электроснабжения, рекомендуются в первую очередь. Если они оказываются недостаточными, то следует предусматривать специальные устройства и установки для подавления колебаний напряжения, описанные ниже.

1. Специальные синхронные компенсаторы (СК). Ограничить колебания напряжения обычными средствами компенсации: статическими конденсаторами или синхронными компенсаторами общего назначения — не удается вследствие их малой и медленно действующей регулирующей способности.

Перегрузочная способность нормальных СК невелика; она составляет 2—2,6 их номинальной мощности.

Для использования статических конденсаторов в режиме резкопеременной ударной нагрузки и получения при этом высокого регулирующего эффекта необходимо применить плавное и быстродействующее автоматическое регулирование, не имеющее зоны нечувствительности. Такие конденсаторные установки пока не выпускаются.

Необходимы быстродействующие источники реактивной мощности, большей перегрузочной способности, устанавливаемые непосредственно у потребителей реактивной энергии, к которым можно отнести специальные быстродействующие синхронные компенсаторы, так называемые компенсаторы толчковой нагрузки, а также статические источники реактивной энергии. Преимуществом СК по сравнению со статическими источниками является возможность их трех-, четырехкратной кратковременной перегрузки по реактивной мощности. Таким образом, наиболее эффективными

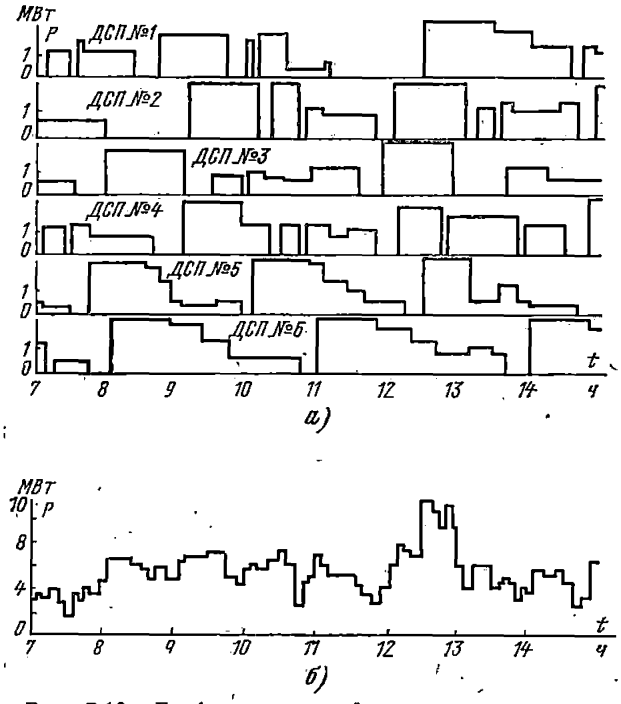


Рис. 7-12. Графики активной нагрузки электропечей ДСП.

а — индивидуальные; *б* — суммарный.

и реальными в настоящее время для ограничения колебаний напряжения являются синхронные компенсаторы СК толчковой нагрузки со специальными параметрами, с быстродействующим (тиристорным) возбуждением, с большой кратностью форсировки возбуждения, работающие в так называемом «режиме слежения» за реактивным током подключенных потребителей электроэнергии. Мощность СК следует определять исходя из параметров графика нагрузки объекта, подлежащего компенсации. При этом необходимо учитывать ток подпитки от СК места короткого замыкания, могущий достигнуть значительной величины. Такие компенсаторы довольно широко применяются за рубежом; при их помощи достигается снижение колебаний напряжения в сети 110—220 кВ до 1%, т. е. до величины, нормированной нашим стандартом.

К разработке, освоению и выпуску таких компенсаторов приступила наша электропромышленность. Впервые специальные компенсаторы мощностью по 10 000 квар применены у нас на заготовочном стане для металлургического завода с вентильными преобразователями (рис. 7-13). Они служат для уменьшения колебаний напряжения, а также для повышения коэффициента мощности питающей сети. Компенсаторы допускают толчки реактивной мощности до 20 000 квар. Нагрузки до 15 000 квар продолжительностью 1—15 с мо-

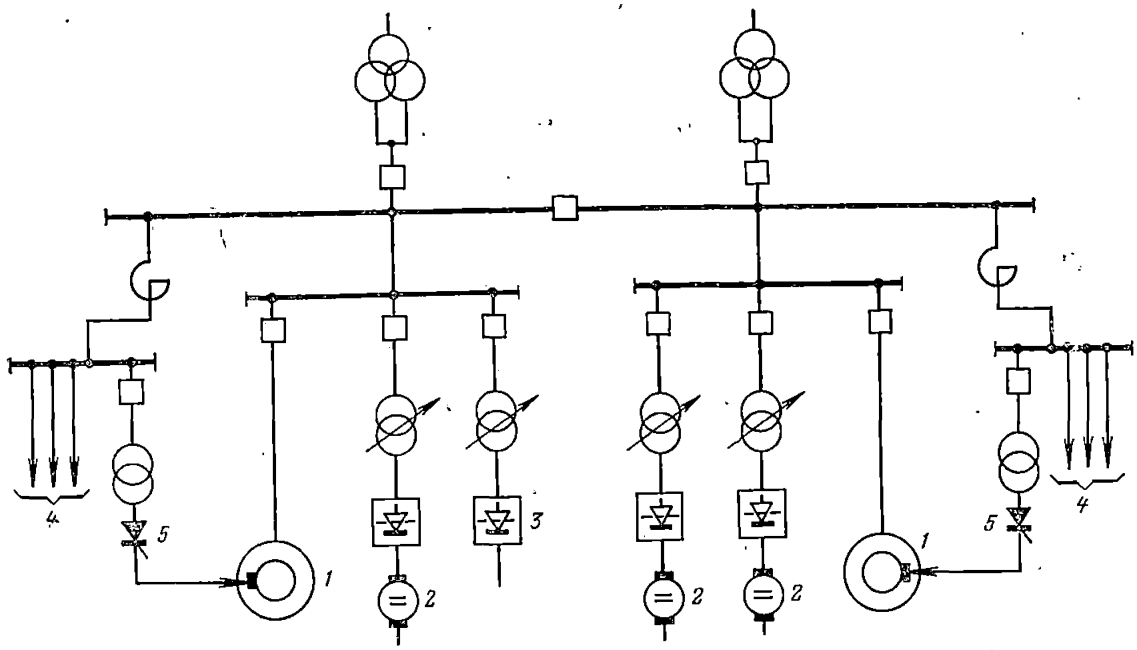


Рис. 7-13. Схема электроснабжения заготовочного стана с применением специальных синхронных компенсаторов для уменьшения колебаний напряжения при работе главных электроприводов с вентильными преобразователями.

1 — СК; *2* — главные приводы стана; *3* — резерв; *4* — вспомогательные механизмы и другие потребители стана; *5* — тиристорный возбудитель.

гут повторяться 600—700 раз в течение часа при условии, что действующий ток за цикл прокатки не превысит номинальный.

СК имеет асинхронный прямой пуск с применением 10-кратного сопротивления в роторе. Для ускорения останова СК предусмотрено динамическое торможение. Предусмотрено регулирование реактивного тока таким образом, чтобы величина емкостного реактивного тока СК соответствовала величине реактивного тока толчковой нагрузки (в данном случае вентильных преобразователей), имеющего индуктивный характер. Благодаря этому компенсаторы работают в режиме, близком к «слежению» за потреблением реактивного тока вентильных преобразователей главных приводов (подробно см. [Л. 7-7—7-9]).

Это позволило компенсировать толчки реактивной нагрузки от вентильных электроприводов и вызываемые ими колебания напряжения на шинах 6 кВ питающей подстанции. Одновременно решена задача повышения коэффициента мощности.

Недостатками описанного компенсатора являются большие габариты и масса, а также значительные потери вследствие низкой частоты вращения.

Для возбуждения СК толчковой нагрузки наиболее пригодны тиристорные преобразователи с выпрямленным напряжением 460 В, применяемые для машин постоянного тока, например типов ПТТ, АТВ, ТВ и др., а еще лучше специальные комплектные тиристорные устройства для возбуждения синхронных машин.

2. Синхронные электродвигатели. Для ограничения колебаний напряжения при резкопеременных толчковых нагрузках используются также синхронные двигатели со спокойной нагрузкой, присоединяемые к общим шинам с вентильными преобразователями. При этом СД должны иметь необходимую располагаемую мощность, быстродействующее возбуждение (желательно тиристорное) с высоким потолком форсировки и быстродействующий автоматический регулятор возбуждения. Такое решение, принятое на широкополосном стане 2000 одного металлургического завода, дало хорошие результаты.

Большинство СД имеет большую перегрузочную способность по генерации пиков реактивной мощности, примерно такую же, как у специальных СК толчковой нагрузки, т. е. значительно выше, чем у СК общего применения.

Исследования показали, что при быстродействии выдачи компенсирующим устройством реактивной мощности примерно 115 мвар в 1 с и надлежащей его мощности можно получить полную стабилизацию напряжения в сети при работе электропривода блюминга.

Использование же СД с резкопеременной ударной нагрузкой для компенсации набросов реактивной мощности представляет значитель-

ные затруднения. Для этого следует выбрать необходимый закон автоматического регулирования возбуждения (АРВ) этого двигателя.

3. Статические источники реактивной мощности. Статические источники реактивной мощности (ИРМ), описанные в разных источниках [Л. 1-13, 1-14, 3-1, 7-5 и др.], характеризуются высоким быстродействием, плавным изменением реактивной мощности безынерционностью. В принципе они являются эффективным средством для улучшения режима напряжения системы электроснабжения промышленных предприятий при резкопеременных ударных нагрузках и имеют хорошие перспективы. Однако они еще не вышли окончательно из стадии разработок, исследований и моделирования. Большинство из них маломощны, их стоимость значительна; многие из них требуют введения дополнительных индуктивных элементов для поглощения реактивной мощности в режимах, когда электропривод прекращает ее потреблением из сети. Самое же главное препятствие к их внедрению заключается в том, что они изготовляются пока только кустарно на предприятиях, в мастерских электроцехов и в лабораториях институтов. При закладке их в реальный проект необходимо иметь официальную договоренность об их изготовлении. Необходим отбор лучших образцов ИРМ из числа описанных ниже для освоения производства их на заводах электропромышленности.

На рис. 7-14 приведена схема статического ИРМ с параллельным включением регулируемой индуктивности *1* и нерегулируемой емкости *2* (ЭНИН имени Г. М. Кржижановского и ЛПИ). В качестве индуктивности принят управляемый реактор с подмагничиванием, в качестве емкости — конденсаторная батарея. Суммарная мощность ИРМ составляет:

$$Q=Q_L-Q_C;$$

где Q_L — мощность, потребляемая реактором; Q_C — мощность генерируемая конденсаторной батареей.

Значение и знак мощности ИРМ в каждый момент зависят от регулируемой мощности Q_L.

Мощность конденсаторной батареи Q_C выбирается равной или несколько меньшей ожидаемого наброса реактивной мощности.

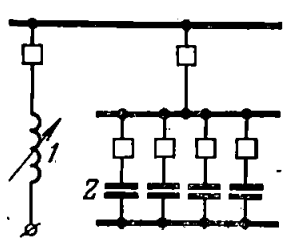


Рис. 7-14. Схема источника реактивной мощности (ИРМ) с параллельным включением регулируемой индуктивности и нерегулируемой емкости.

1 — управляемый реактор с подмагничиванием; *2* — конденсаторная батарея.

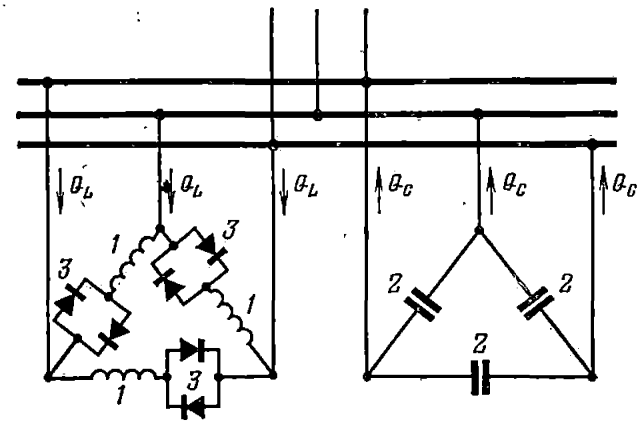


Рис. 7-15. Схема ИРМ с параллельным включением индуктивности, регулируемой с помощью встречно-параллельно включенных вентилей и нерегулируемой емкости.

При набросе реактивной мощности мощность ИРМ повышается до максимального значения, равного Q_C, а при сбросе понижается до минимальной величины. При наличии в питающей сети высших гармонических должна предусматриваться соответствующая защита конденсаторов ИРМ (см. § 7-8).

На рис. 7-15 представлена схема ИРМ (ВЭИ) с регулируемой индуктивностью *1* и нерегулируемой емкостью *2*. Регулирование индуктивности выполнено с помощью встречно-параллельно включенных вентилей *3*. В качестве индуктивности *1* применены реакторы. Реактор каждой фазы включается через два встречно-параллельных управляемых вентиля. Регулирование тока, проходящего через реактор, выполняется путем изменения момента подачи управляемого импульса на сетку вентиля.

Рассматриваемый ИРМ может быть выполнен с использованием полупроводниковых или ртутных управляемых вентилей. Возможно пофазное регулирование для выравнивания сетевого напряжения. Недостатком данной схемы является появление высших гармоник, которые могут возникнуть при глубоком регулировании.

На рис. 7-16 представлена схема ИРМ (МЭИ), в которой основным рабочим элементом является конденсаторная батарея с плавным регулированием мощности. Специальное управляющее устройство генерирует в соответствующие моменты токовые импульсы, проходящие через конденсаторную батарею и изменяющие напряжение на ее зажимах таким образом, что бросков тока при коммутации вентилей в цепи этой батареи не возникает.

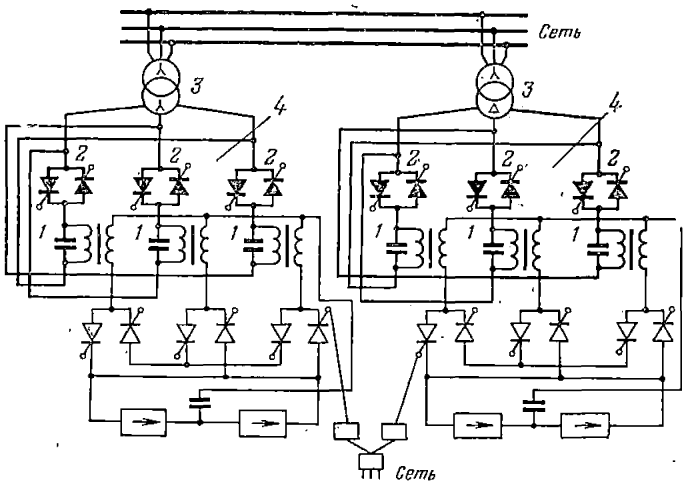


Рис. 7-16. Принципиальная схема ИРМ с применением конденсаторной батареи с плавным регулированием мощности в качестве основного рабочего элемента.

1 — конденсаторная батарея; *2* — встречно-параллельно соединенные вентили; *3* — трансформатор; *4* — блоки управляющего устройства.

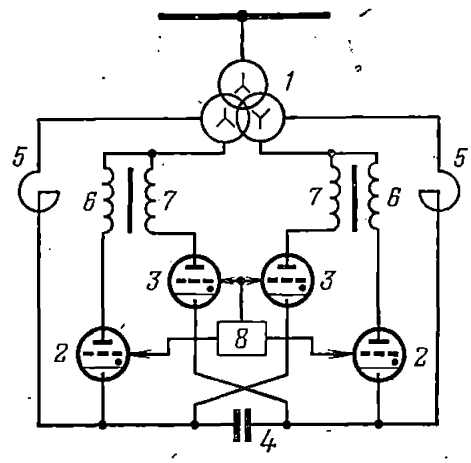


Рис. 7-17. Схема соединений статистического источника реактивной мощности с искусственной коммутацией вентиля.

1 — силовой трансформатор со схемой соединения первичной обмотки «звезда» или «треугольник» и вторичной обмотки «две обратные звезды»; *2* — главные управляемые вентили — ртутные выпрямители; *3* — вспомогательные вентили — ртутные выпрямители; *4* — конденсаторы коммутирующей емкости; *5* — реакторы; *6* — дроссели в анодных цепях главных вентилей; *7* — дроссели в анодных цепях вспомогательных вентилей; *8* — система автоматического управления.

На рис. 7-17 представлена схема ИРМ значительной мощности с искусственной коммутацией вентилей, также разработанная МЭИ. Для осуществления искусственной коммутации, т. е. зажигания главных вентилей *2* раньше точки естественной коммутации, применены вспомогательные управляемые вентили *3* и коммутирующая емкость *4*; реакторы *5*, через которые главные вентили замкнуты накоротко, осуществляют обмен энергией с сетью. Схема может работать в режиме генерирования реактивной мощности и в режиме ее потребления. Перевод из одного режима в другой производится с помощью сеточного управления выпрямителями. Моделирование схемы питания блюминга показало, что при применении описанного ИРМ колебания напряжения на шинах 10 кВ снизились с 17,2 до 2,9%, а в питающей сети 110 кВ они составили 1,5%. Форма кривой тока ИРМ значительно отличается от синусоидальной, поэтому необходимы мероприятия по подавлению высших гармоник.

4. Продольная емкостная компенсация (ПК), т. е. последовательное включение конденсаторных батарей, дает возможность мгновенного безынерционного и непрерывного автоматического регулирования напряжения; с ее помощью можно получить стабилизацию напряжения, что особенно важно при резкопеременных, меняющихся в течение долей секунды нагрузках сети, например при работе дуговых печей, сварочных установок, вентильных преобразователей реверсивных станов.

Продольная компенсация применяется также на мощных протяженных воздушных линиях электропередачи.

При продольной компенсации (в отличие от поперечной) конденсаторы включаются вдоль направления передачи энергии. Их емкостное сопротивление x_C вычитается из индуктивного сопротивления x_L, т. е. как бы компенсирует его, и в результате эквивалентное сопротивлени линии $x_э = x_L - x_C$ становится меньше.

При этом потеря напряжения ΔU в линии уменьшается согласно выражению

$$\Delta U = \frac{Pr + Q(x_L - x_C)}{U},$$

где P и Q — соответственно активная и реактивная мощности, кВт и квар; r и x_L — соответственно активное и индуктивное сопротивления линии, Ом; x_C — емкостное сопротивление конденсаторов ПК.

Следовательно, повышается напряжение в конце линии и несколько улучшается коэффициент мощности в начале линии. Такой эффект получается при достаточно низком коэффициенте мощности электроустановки, так как при его повышении действие ПК на потерю напряжения уменьшается и при $\cos\varphi = 1$ практически не ощущается.

Степень компенсации характеризуется выражением

$$k = \frac{x_C}{x_L}.$$

При $k = 1$ индуктивное сопротивление линии полностью компенсируется, а при $k > 1$

реактивное сопротивление становится отрицательным, т. е. получается перекомпенсация.

Если задаться значением потери напряжения ΔU, то из выражения для ее определения можно получить необходимое при этом емкостное сопротивление x_C батареи ПК.

Мощность батареи ПК определяется по формуле

$$Q_C = 3I^2 x_C,$$

где I — рабочий ток при максимальной нагрузке.

Напряжение $U_к$ на зажимах батареи ПК составляет:

$$U_к = Ix_C.$$

Значение $U_к$ может оказаться менее напряжения линии или электроустановки. Поэтому в батареях ПК применяются силовые конденсаторы на напряжение, меньшее напряжения сети, и они устанавливаются на соответствующих изоляционных основаниях.

Если задаться напряжением U_b после компенсации, то мощность Q_C батареи ПК можно определить из соотношения

$$\frac{U_a}{U_b} = \frac{S_a}{S_b} = \frac{\sqrt{P^2_b + (Q_b - Q_C)^2}}{\sqrt{P^2_b + Q^2_b}}$$

или

$$Q_C = P_b \left\{ \frac{Q_b}{P_b} - \sqrt{\left(\frac{U_a}{U_b}\right)^2 \left[1 + \left(\frac{Q_b}{P_b}\right)^2\right] - 1} \right\},$$

где S_a и S_b — полные мощности соответственно до компенсации и после; P_b и Q_b — активная и реактивная мощности после ПК; U_a и U_b — напряжения до ПК и после.

На рис. 7-18 приведена схема включения конденсаторов ПК.

Для ограничения кратковременных повышений напряжения при коротком замыкании за батареей ПК параллельно батарее включается разрядник *6*, в цепи которого предусмотрено добавочное сопротивление *8*, служащее для гашения разрядного тока с целью предохранения разрядника от оплавления.

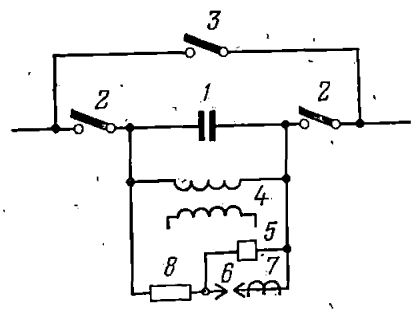


Рис. 7-18. Принципиальная схема включения батареи конденсаторов ПК.

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

Шунтирующий выключатель *5* включается при срабатывании разрядников *6* и служит для оперативного включения и отключения батареи ПК и, кроме того, может быть использован для шунтирования батареи при пуске крупных двигателей. Включение шунтирующего выключателя происходит при помощи токовых реле, включенных во вторичные цепи трансформаторов тока *7*. В качестве шунтирующего аппарата можно также использовать контактор.

Отключение батареи ПК от сети выполняется разъединителями *2* после включения разъединителя *3*.

Режим напряжения на участке цепи после батареи продольной компенсации улучшается вследствие снижения потерь от реактивной нагрузки. Влияние активной нагрузки не меняется: при увеличении нагрузки по-прежнему повышаются потери напряжения в цепи и снижается уровень напряжения у электроприемников, а при снижении нагрузки потери уменьшаются, а уровень напряжения повышается. При малых значениях реактивного тока влияние ПК на режим напряжения почти не сказывается.

При применении ПК следует учитывать увеличение тока короткого замыкания за местом установки батареи вследствие уменьшения реактивного сопротивления этого участка сети, что ограничивает мощность батареи ПК по условиям устойчивости аппаратов и других элементов сети. Необходимо учитывать также появление резонансных явлений: субгармонические колебания напряжения, самовозбуждение электрических машин, ферромагнитный резонанс трансформаторов.

Следует иметь в виду, что продольная компенсация практически не оказывает влияния на улучшение коэффициента мощности. Проблема компенсации реактивной мощности, в основном, должна решаться средствами поперечной компенсации.

Продольная компенсация эффективно используется для стабилизации напряжения и устранения несимметрии напряжения при работе сварочных машин. Это необходимо не только для других потребителей, не терпящих колебаний напряжения, но и для продуктивной работы самих сварочных машин, а также позволяет полнее использовать мощность питающего трансформатора и повысить коэффициент мощности в сети. Опыт эксплуатации показал, что такой способ является эффективным в сварочных сетях, причем наиболее экономичной является продольная компенсация

на стороне высшего напряжения цеховых ТП, так как при этом потребуется меньше конденсаторов, чем на низшем напряжении. Кроме того, обследования действующих установок ПК показали, что конденсаторы низкого напряжения быстро выходят из работы, что, повидимому, объясняется влиянием высших гармоник и отчасти повышенным напряжением на ответвлениях обмоток цеховых трансформаторов. Произведенные исследования и расчеты [Л. 1-14] показали, что если $S_{пик}$ не превышали 20% мощности источника питания, то колебания напряжения на шинах источника не превысят 1%, т. е. находятся в пределах, нормированных ГОСТ. Частота колебаний в этом случае не ограничивается, возможно питание всех нагрузок: сварочной, силовой, осветительной от общих шин цеховой подстанции. Если же нагрузка сварочных машин велика, осветительные электроприемники следует питать от отдельных трансформаторов, допуская совместное питание только во время послеаварийных режимов. Питание очень крупных сварочных машин следует всегда осуществлять от отдельных трансформаторов; совместное питание с силовыми электроприемниками можно допустить лишь в тех случаях, когда для погашения колебаний предусмотрена продольная компенсация.

Для питания сварочных машин рекомендуется схема блока трансформатор — магистраль, выполненная шинопроводом со «сдаренными фазами».

Можно также отметить удачное применение установки ПК мощностью 13 500 квар с конденсаторами КПМ-1-50-1-I для увеличения пропускной способности линии 110 кВ длиной 180 км, питающей подстанцию одного промышленного объекта. В соответствии с произведенными технико-экономическими расчетами применение ПК оказалось значительно выгоднее, чем сооружение второй цепи ВЛ 110 кВ. Установка батареи ПК предусмотрена в конце линий на приемной подстанции 110 кВ перед входным порталом линии. Это резко снижает вероятность протекания через батарею сквозного тока короткого замыкания и его величину, что облегчает защиту и повышает надежность работы. Схема коммутации этой батареи соответствует принципиальной схеме, приведенной на рис. 7-18.

ПК применяется на нефтепромыслах, где опыт их эксплуатации дал положительные результаты. Широкое применение ПК находит в энергосистемах для дальних и сверхдальних электропередач.

5. Двухобмоточные управляемые реакторы (ЭНИН имени Г. М. Кржижановского) включаются по принципу сдвоенного реактора (рис. 7-19). Спокойные *1* и ударные *2* нагрузки питаются от разных плеч управляемого реактора. Сопротивление каждого плеча обмотки управляемого реактора равно $x+x_s$, где x — сопротивление взаимной индукции; x_s — индуктивное сопротивление рассеяния. Управляемый реактор имеет устройство для подмагничивания постоянным током, под действием которого на магнитную систему реактора изменяется индуктивность последнего. Сопротивление x изменяется в зависимости от изменения тока подмагничивания; при протекании тока по обоим плечам обмотки реактора на сопротивлении x будет индуктироваться отрицательное падение напряжения.

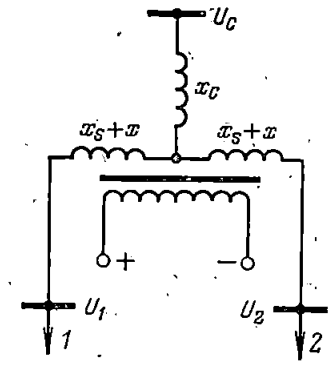


Рис. 7-19. Схема включения управляемого реактора с подмагничиванием постоянным током.

Путем настройки индуктивного сопротивления управляемого реактора по отношению к внутреннему сопротивлению сети можно локализовать влияние ударной нагрузки *2* на потребители со спокойной нагрузкой *1* и обеспечить стабилизацию напряжения на их зажимах. Разработано устройство для стабилизации напряжения на шинах спокойной нагрузки U_1 по принципу настроенного сдвоенного реактора с автоматическим поддержанием настройки. Подготовлен опытно-промышленный образец такого устройства. На настоящем этапе внедрения управляемые реакторы следует применять для дуговых электропечей при обеспеченности их поставки.

7-8. МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ КОЛЕБАНИЙ НАПРЯЖЕНИЯ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ЭЛЕКТРОПРИВОДА

При проектировании электропривода, в частности с вентильными преобразователями, должны предусматриваться способы снижения толчков и ограничения реактивной мощности, потребляемой преобразователями, а также мероприятия по ограничению уровней высших гармонических. Должны внедряться электроприводы с пониженным потреблением реактивной мощности, а именно: встречно-последовательное управление преобразователями; несимметричные системы сеточного управления; схемы искусственной коммутации; двухзонное регулирование; специальный трансформа-

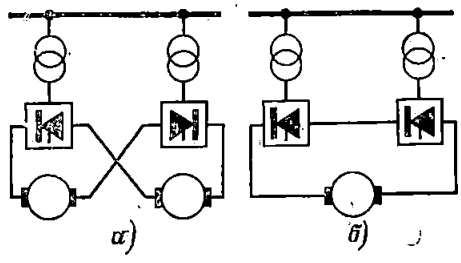


Рис. 7-20. Схема последовательного соединения преобразователей.
а — при двухъякорных двигателях; *б* — при одноякорном двигателе.

торный агрегат, включающий анодный трансформатор и встроенный управляемый источник реактивной мощности.

Для уменьшения потребляемой реактивной мощности необходимо разработать специальные вентильные электроприводы.

Применение поочередного управления последовательно включенными преобразователями при двухъякорных двигателях (рис. 7-20,*а*) дает возможность уменьшить толчки реактивной мощности примерно на 30—40%. Такая схема принята для главных приводов стана 2000 холодной прокатки одного металлургического завода. При одноякорных двигателях более перспективна схема (рис. 7-20,*б*), в которой параллельно соединены два преобразователя, имеющие поочередное управление плечами моста или несимметричное управление.

7-9. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОГРАНИЧЕНИЮ КОЛЕБАНИЙ НАПРЯЖЕНИЯ ПРИ ПУСКЕ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

Допустимые колебания напряжения при пусках электродвигателей зависят от частоты пусков и характера других потребителей, присоединенных совместно с этими двигателями. Согласно [Л. 1-3] при запуске электродвигателей допускаются следующие понижения напряжения на питающих подстанциях:

а) на шинах 6—10 кВ ГПП, ПГВ, ЦРП, ТЭЦ до 15% при питании осветительной и смешанной нагрузки и до 20% при питании чисто силовой нагрузки;

б) на шинах цеховых подстанций при редком запуске подключенных к ним двигателей (1 раз в смену) до 25%.

Для ограничения пусковых токов крупных синхронных двигателей рекомендуется:

поддерживать на питающих шинах оптимальные мощности к. з., рекомендованные в § 8-4, п. «б», и, следовательно, не применять без особой необходимости средства ограничения тока к. з.;

при выборе параметров токоограничивающих реакторов исходить из полного использования отключаемой способности выключателей, выбирая их на повышенную мощность в пределах типов, выпускаемых электропромышленностью;

разделять функции линейного и пускового реакторов, если реактивность последнего значительно выше, чем у линейного реактора;

при необходимости значительного снижения напряжения при пуске мощных электродвигателей применять сдвоенные реакторы с последовательным включением обеих ветвей при пуске и с отключением одной из них после пуска [Л. 7-10].

Для ограничения токов самозапуска двигателей и вызванных ими колебаний напряжения рекомендуется рассматривать следующие мероприятия:

снижение по возможности времени действия автоматического включения резерва (АВР) и автоматического повторного включения (АПВ);

уменьшение реактивности цепей;

применение ступенчатого и частичного АВР, при котором в работе сохраняются лишь наиболее ответственные двигатели, а остальные отключаются. Выдержка времени минимальной защиты сохраняемых в работе двигателей принимается по условиям техники безопасности.

Для облегчения самозапуска необходимо широко применять быстродействующие защиты в питающих и распределительных сетях.

Для крупных двигателей с ударной резкопеременной нагрузкой самозапуск, как правило, не применяется; они должны немедленно отключаться защитой минимального напряжения при исчезновении напряжения. Расчет самозапуска синхронных электродвигателей следует производить с учетом влияния токов, обусловленных несинхронным их включением.

Минимальное воздействие пусковых токов на питающую сеть имеет место при схеме блока трансформатор — двигатель. При этом мощность трансформатора в большинстве случаев может быть выбрана близкой к мощности электродвигателя (в пределах их номинальных мощностей). При частых и тяжелых пусках может, однако, потребоваться увеличение мощности трансформатора (примерно на 15—30%) для обеспечения допустимого падения напряжения в трансформаторе.

Автотрансформаторный пуск в настоящее время не применяется, так как расчеты показали, что по условиям сохранения остаточного напряжения при пуске в этом нет необходимости. По условиям же колебания напряжения у электроприемников, подключенных к общей сети с крупными электродвигателями, автотрансформаторный пуск также не требу-

ется ввиду возросших мощностей питающих систем.

Для уменьшения набросов реактивной мощности от крупных синхронных двигателей с опережающим коэффициентом мощности рекомендуется применять автоматическое регулирование возбуждения на постоянство отдаваемой двигателем реактивной мощности. При аварии же в энергетической системе и соответственной посадке напряжения это регулирование отключается и включается форсировка возбуждения, благодаря чему повышается устойчивость двигателя и поддерживается более высокий потолок напряжения вследствие значительного повышения реактивного тока.

Испытания синхронного двигателя мощностью 8000 кВт преобразовательного агрегата трубозаготовительного стана показали, что при введении автоматического регулирования на постоянство отдаваемой двигателем реактивной мощности падение напряжения при пиковой нагрузке уменьшилось с 2 до 1%, т. е. вдвое.

7-10. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОГРАНИЧЕНИЮ УРОВНЕЙ ГАРМОНИК В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

а) ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Высшие гармонические тока и напряжения вызывают дополнительные потери электроэнергии, нагрев электрооборудования, а иногда и его повреждение, увеличивают интенсивность старения изоляции электрооборудования и кабелей, а также оказывают вредное влияние на режим работы вентильных преобразователей (неуспешные коммутации), вызывают нечеткую работу аппаратов и приборов связи, измерения, защиты, автоматики, телемеханики.

В сетях с вентильными преобразователями, в которых имеются конденсаторные батареи, могут возникнуть резонансные явления на высших гармонических.

По вопросу о несинусоидальности напряжения и вредного влияния гармоники на работу элементов сетей и оборудования ведутся теоретические и исследовательские работы и обследования действующих электроустановок [Л. 1-13, 3-1, 7-5, 7-11].

ГОСТ 13109-67 на качество электроэнергии длительно допускает у электроприемников несинусоидальность формы кривой напряжения, при которой действующее значение всех высших гармоник не превышает 5% действующего значения напряжения основной частоты. Однако исследования достаточно убедительно показали, что во многих случаях несинусоидальность напряжения превышает пределы, нормированные ГОСТ 13109-67. При вентильных преобразователях коэффициент несинусоидальности может достигнуть 20—25%.

Как известно, активными источниками высших гармоник являются вентильные преобразователи, дуговые электропечи, сварочные машины и аппараты, пускорегулирующие устройства люминесцентных ламп, электрооборудование со стальными сердечниками, у которого отсутствует пропорциональность между током и напряжением. Вследствие наличия в сети высших гармоник имели место аварии с конденсаторными батареями.

В схемах с вентильными преобразователями состав гармоник и их амплитуда зависят от схемы выпрямления, угла регулирования, а также от характера нагрузки; в первичном токе преобразователя возникают гармоники, удовлетворяющие следующему условию:

$$\nu = mk \pm 1, \qquad (7\text{-}17)$$

где ν — порядок гармоники; m — число фаз выпрямления; k — 1, 2, 3 и т. д. — числа натурального ряда.

Эти гармоники, определяемые числом фаз выпрямления, называются каноническими. Они имеют место в системах с мощными преобразовательными установками со стационарным режимом работы (например, электролиз). При работе мощных вентильных электроприводов появляются гармоники неканонических порядков, так называемые анормальные гармоники, обусловленные особенностями работы сеточного и фазового управления вентилей и технологическими факторами, а также в известной мере несинусоидальностью источника питания. Из формулы (7-17) видно, что при увеличении числа фаз выпрямления m исчезают гармоники низких порядков, например переход с шестифазной схемы выпрямления на двенадцатифазную избавляет от пятой и седьмой гармоник.

Амплитуда гармоники I_ν по отношению к амплитуде основной (первой) гармоники I_1 (при частоте 50 Гц) обратно пропорциональна номеру гармоники ν, т. е. она равна основной гармонике, деленной на номер данной гармоники: $I_\nu = I_1/\nu$.

Основным источником высших гармоник являются вентильные преобразователи, которые создают наибольшие искажения формы кривой напряжения; при наличии их в сетях коэффициент несинусоидальности может достигать величин, значительно превышающих нормы (см. выше).

Ориентировочную оценку возможности подключения вентильных преобразователей исхо-

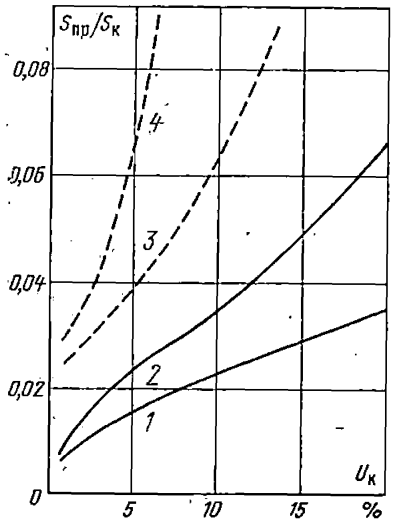


Рис. 7-21. Кривые $S_{пр}/S_к = f(U_к)$ для определения возможности подключения вентильных преобразователей к питающей сети.

1 — шестифазные тиристорные преобразователи по схеме рис. 7-22,*а* или 12-фазные тиристорные преобразователи по схеме рис. 7-22,*б*, *в*; *2* — 12-фазные тиристорные пресбразователи по схемам рис. 7-22,*г—е*; *3* — диодные преобразователи по схемам рис. 7-22,*а—в*; *4* — диодные преобразователи по схемам рис. 7-22,*г—е*.

дя из допустимой по ГОСТ 13109-67 несинусоидальности напряжения (5%) можно произвести по кривым $S_{пр}/S_к = f(U_к)$, приведенным на рис. 7-21, построенным на основании исследований, произведенных институтом Тяжпромэлектропроект (инж. В. С. Иванов). Здесь $S_{пр}/S_к$ — отношение мощности преобразователя, МВ·А, к мощности к. з. в точке подключения преобразователя. Преобразователем в данном случае называется выпрямитель с питающим его понижающим трансформатором; $U_к$, % — напряжение к. з. преобразовательного трансформатора.

Кривые построены для вариантов схем вентильных преобразователей, приведенных на рис. 7-22. Для построения кривых приняты тиристорные преобразователи, работающие с $\alpha = 45°$ (т. е. при $\cos\varphi = 0{,}6 \div 0{,}7$). Трехобмоточные трансформаторы для вентильных преобразователей приняты с ветвями, вмотанными одна в другую ($k_р = 0$).

Сквозное сопротивление трансформатора $U_{к.скв}$ принято приведенным к полной мощности трансформатора, т. е. сопротивление к. з. при замкнутых накоротко обеих вторичных обмотках.

При питании нескольких преобразовательных агрегатов от общих шин можно для приближенной оценки пользоваться кривой *2*.

При этом

$$S_{пр\Sigma} = S_{1пр} + S_{2пр} + \ldots + S_{nпр};$$

$$U_к, \% = \frac{U_{к1}S_{1пр} + U_{к2}S_{2пр} + \cdots + U_{кn}S_{nпр}}{S_{пр\Sigma}},$$

где n — число преобразователей.

Для определения допустимости подключения преобразовательных агрегатов к какой-либо точке питающей сети необходимо учесть сопротивление этой сети от рассматриваемой точки до шин, к которым присоединены преобразовательные агрегаты, и привести его к суммарной мощности преобразовательных агрегатов, а на шкале $U_к$, %, отложить суммарное сопротивление преобразовательных агрегатов и питающей сети. При этом на шкале $S_{nпр}/S_к$ получится допустимое отношение суммарной мощности преобразователей к

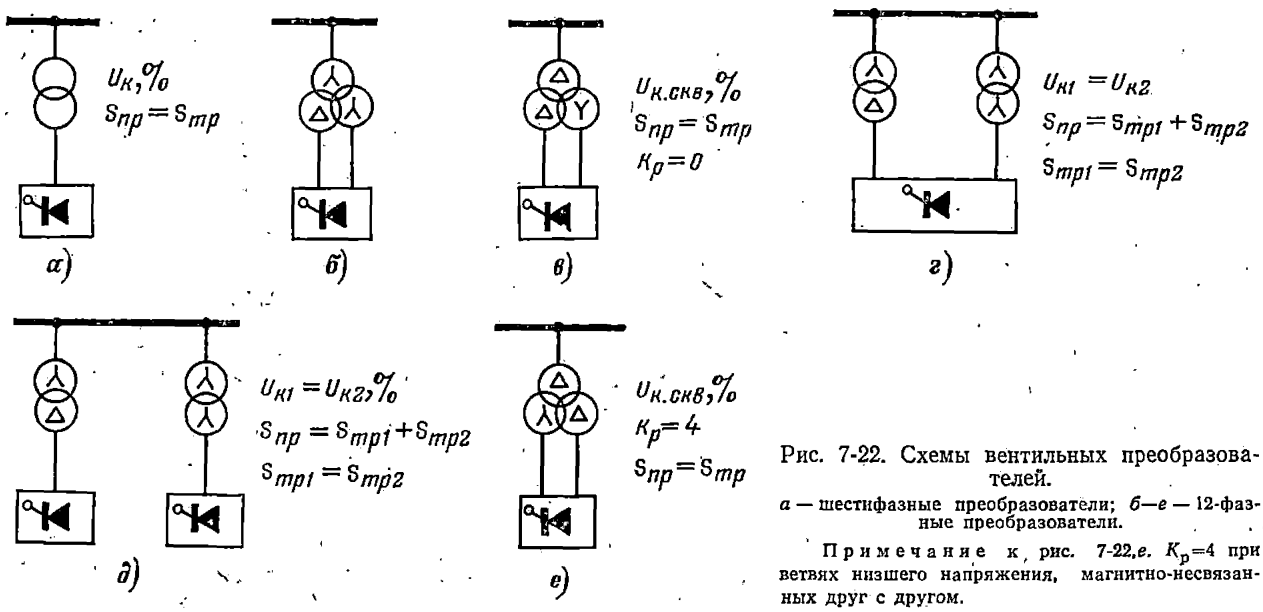


Рис. 7-22. Схемы вентильных преобразователей.

а — шестифазные преобразователи; *б—е* — 12-фазные преобразователи.

Примечание к рис. 7-22,*е*. $K_р = 4$ при ветвях низшего напряжения, магнитно-несвязанных друг с другом.

мощности короткого замыкания в рассматриваемой точке питающей сети.

Таким образом, зная величину $S_к$, можно ориентировочно определить суммарную мощность преобразователей, которую можно подключить в данной точке сети, не выходя за пределы уровня гармоник, нормированного ГОСТ.

Из кривых рис. 7-21 вытекает, что чем больше мощность короткого замыкания питающей сети, тем большую мощность вентильных преобразователей можно к ней подключить, не нарушая требований ГОСТ по уровням гармоник.

Более точное определение уровня высших гармоник приведено в работе института Тяжпромэлектропроект «Схемы питания потребителей с резкопеременной и спокойной нагрузкой с применением устройств для улучшения качества электроэнергии», 1973 г.

При отсутствии вентильных преобразователей уровень высших гармоник в сетях промышленных предприятий обычно не выходит за пределы значений, нормированных ГОСТ 13109-67. Уровень гармоник, генерируемых дуговыми электропечами, сравнительно невелик и действующее значение всех гармоник не превышает 1% тока первой гармоники.

Исследования института ВНИИпроектэлектромонтаж на дуговых сталеплавильных печах ДСП-10, ДСП-40 и ДСП-100 показали, что действующие значения высших гармоник не превышают 3,8—4%, т. е. не выходят за пределы, нормированные ГОСТ 13109-67. Люминесцентные лампы генерируют третьи гармоники, величина которых доходит до 30% первой гармоники. Эти гармоники складываются в нулевом проводе, обусловливая в нем ток, примерно равный фазному току. Следовательно, при отсутствии вентильных преобразователей уровень высших гармоник в сетях промышленных предприятий не превышает нормированных значений.

б) Основные указания по расчету несинусоидальности напряжения и тока в сети

Генерирование высших гармоник тока в трансформаторах вентильных преобразователей влечет за собой появление таких же гармоник напряжения в сети, питающей эти трансформаторы, т. е. приводит к несинусоидальности напряжения в этой сети с вытекающими вредными последствиями для работы всех присоединений к этой сети.

Для расчета несинусоидальности токов и напряжений можно пользоваться следующей упрощенной формулой для определения коэффициента несинусоидальности:

$$k_{нс} = k_д \frac{\sqrt{\sum_{\nu=m-1}^{\nu_п} U^2_\nu}}{U_1} \cdot 100\%, \qquad (7\text{-}18)$$

где U_ν — фазное или линейное напряжение ν-й гармоники; U_1 — фазное или линейное напряжение первой гармоники, которое при расчетах можно принимать равным номинальному напряжению сети; ν — номер гармоники; $\nu_п$ — предельный номер гармоники, который следует учитывать при расчете; m — число фаз выпрямления; $k_д$ — коэффициент, учитывающий влияние на значение $k_{нс}$ анормальных гармоник тока вентильных преобразователей, а также гармоник намагничивающего тока.

Для схемы выпрямления «две обратные звезды» с уравнительным реактором значения $k_д$ в соответствии с экспериментальными исследованиями рекомендуется принимать равными 1,2, а для мостовых схем $k_д = 1$.

Существенным и требующим дополнительных исследований является вопрос, гармоники каких порядков необходимо учитывать для правильной оценки общей несинусоидальности напряжения. В п. 10 приложения к ГОСТ 13109-67 указано, что верхний предел учитываемых гармоник может быть ограничен 13-й гармоникой, так как предполагалось, что удельный вес более высоких гармоник невелик. В соответствии с этим в первоначальных практических рекомендациях по упрощенным расчетам уровней гармоники [Л. 7-11] предлагалось принимать во внимание следующие гармоники канонических порядков, генерируемые вентильными преобразователями:

для шестифазных схем выпрямления $\nu = 5, 7, 11$ и 13;

для двенадцатифазных схем выпрямления $\nu = 11$ и 13.

Однако дальнейшие исследования [Л. 3-1, 7-12] и зарубежные данные показывают, что гармоники порядков выше 13-го также оказывают значительное влияние на общую несинусоидальность напряжения, и с ними необходимо считаться при расчетах уровней гармоник.

Выяснилось, что:

1. Эквивалентное действующее значение гармоник выше 13-й на шинах подстанций прокатных станов достигает в режиме прокатки до 50% действующего значения канонических гармоник до 13-го порядка.

2. Эквивалентное действующее значение анормальных гармоник напряжения составляет в режиме прокатки более 20% эквивалентного действующего значения канонических гармоник.

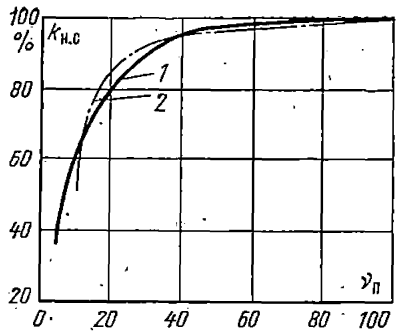


Рис. 7-23. Зависимость коэффициента несинусоидальности кривой напряжения $k_{нс}$ от действующего значения гармоник напряжения $\nu_п$.

1 — для шестифазной схемы выпрямления; *2* — для 12-фазной схемы.

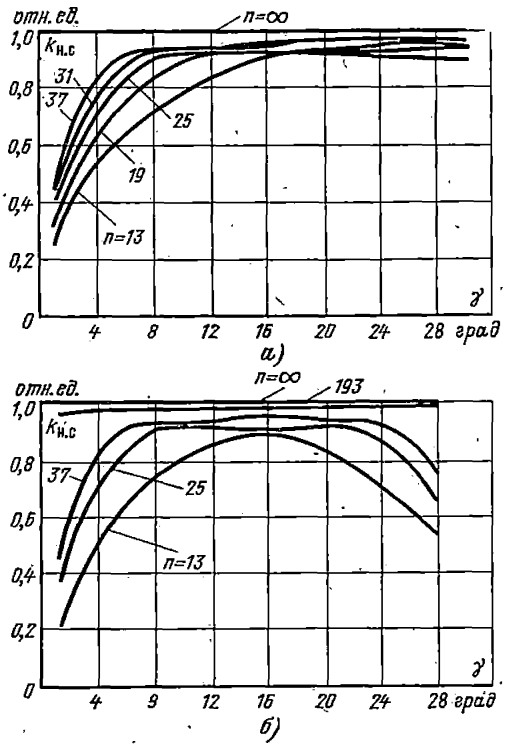


Рис. 7-24. Зависимость коэффициента несинусоидальности $k_{нс}$ от угла коммутаций γ при различном числе учитываемых гармоник.

а — при шестифазной схеме выпрямления; *б* — при 12-фазной схеме выпрямления.

На рис. 7-23 показана зависимость $k_{нс}=f(\nu)$ в диапазоне частот 100—5000 Гц, полученная по данным [Л. 7-12], из которой вытекает, что гармоники выше 13-й оказывают существенное влияние на общую несинусоидальность напряжения. В [Л. 3-1] также высказывается и обосновывается мнение о нецелесообразности ограничения 13-й гармоникой при оценке несинусоидальности напряжения, так как это не отражает фактического положения и дает заниженные результаты. Высказывается предложение учитывать при расчете несинусоидальности по возможности все высшие гармоники. Для удобства и облегчения определения $k_{нс}$ при работе вентильных преобразователей приводятся расчетные формулы и кривые, проверенные на физической модели. На рис. 7-24 приведены заимствованные из работы института Тяжпромэлектропроект (авт. В. С.Иванов) расчетные кривые зависимости коэффициента несинусоидальности $k_{нс}$ от угла коммутации γ при различном числе учитываемых при расчете гармоник, построенные для шести- и двенадцатифазных схем выпрямления. Коэффициент несинусоидальности выражен в относительных единицах и представляет собой отношение $k_{нс}$ при учете канонических гармоник до порядка $\nu_п$ к $k_{нс}$ при учете всех канонических высших гармоник до ν_∞, т. е.

$$k_{нс}=\frac{\sqrt{\sum_{\nu=2}^{\nu_п}U^2_\nu}}{U_1}:\frac{\sqrt{\sum_{\nu=2}^{\nu_\infty}U^2_\nu}}{U_1}. \qquad (7\text{-}19)$$

Упомянутые исследования показывают, что вопрос об оптимальном значении $\nu_п$ требует проработки. Можно констатировать, что принятый первоначально верхний предел учитываемых гармоник $\nu=13$ требует увеличения. ГОСТ 13109-67 не содержит категорического указания об ограничении верхнего предела гармоник величиной $\nu=13$; он лишь допускает это, что можно, пожалуй, объяснить тем, что в момент составления ГОСТ еще не было в достаточной мере выявлено влияние вентильных преобразователей на несинусоидальность формы кривой напряжения. При разработке новой редакции ГОСТ исследования [Л. 3-1, 7-12 и др.] позволят внести в этот вопрос более определенные указания.

В настоящее же время можно считать заслуживающими внимания два способа определения коэффициента несинусоидальности.

1. Основываясь на исследованиях МЭИ, в [Л. 7-12] предлагается верхний предел учитываемых высших гармоник при определении $k_{нс}$ принимать в диапазоне $\nu_п=19\div25$. При этом в формулу (7-18) вводить поправочный коэффициент порядка $k_1=1{,}05$, который ориентировочно учитывает влияние на $k_{нс}$ неучтенных этой формулой гармоник порядков выше $\nu_п$. Максимальная возможная погрешность расчетов $k_{нс}$ вследствие неточного учета гармоник порядков выше $\nu_п$ не превысит при этом величины $\Delta k_{нс}=\pm4\%$, как это показывают исследования МЭИ [Л. 7-12]. Если же в сети отсутствуют конденсаторные батареи, то при

расчетах можно пользоваться табл. 7-2, в которой приведены величины k_1 и $\Delta k_{нс}$, %, в зависимости от $\nu_п$ и числа фаз выпрямления.

Таблица 7-2

$\nu_п$	$m=6$		$m=12$	
	k_1	$\Delta k_{нс}$, %	k_1	$\Delta k_{нс}$, %
19	1,15	±10	—	—
25	1,10	±5	1,10	±5
37	1,06	±3	1,06	±3
49	1,03	±2	1,03	±2

2. Основываясь на исследованиях института Тяжпромэлектропроект, определение коэффициента несинусоидальности предлагается производить с учетом всех высших гармоник по упрощенной формуле

$$k_{нс}=\frac{S_{пр}}{S_к}\sqrt{0{,}96\frac{\sin\varphi}{\frac{S_{пр}}{S_к}+x_{пр}}-0{,}91} \quad (7\text{-}20)$$

без введения каких-либо поправочных коэффициентов.

В этой формуле $S_{пр}$ — полная мощность преобразователя, МВ·А; $x_{пр}$ — индуктивное сопротивление преобразователя, отн. ед.; $S_к$ — мощность короткого замыкания, МВ·А, в точке определения $k_{нс}$; $\sin\varphi=Q_{пр}/S_{пр}$; $Q_{пр}$ — реактивная мощность преобразователя.

Значение $x_{пр}$, в частности сопротивление анодного трансформатора $x_{тр.пр}$, определяется по формулам:

для шестифазных схем выпрямления

$$x_{тр.пр}=\frac{S_{пр}}{S_{н.тр}}$$

для двенадцатифазных схем

$$x_{тр.пр}=U_{к.тр\Sigma}\left(1+\frac{k_р}{4}\right)\frac{S_{пр\Sigma}}{S_{н.тр\Sigma}},$$

где $U_{к.тр\Sigma}=U_{квн-(НН_1+НН_2)}$, отн. ед., — сквозные напряжения короткого замыкания, т. е. напряжения короткого замыкания при замкнутых накоротко обеих вторичных обмотках анодного трансформатора. При применении трансформаторов с вмотанными одна в другую ветвями расщепленных вторичных обмоток (наилучшее решение) значение $k_р=0$. Если же вторичные обмотки трансформаторов не связаны магнитно (например, при двенадцатифазной схеме с двумя трансформаторами с разными схемами соединения: $\lambda/\lambda+\lambda/\triangle$), то $k_р=4$.

Проверка формулы (7-20) на физической модели дала хорошие результаты (погрешность не более 10%).

На распределение в сети высших гармоник тока и напряжения и на диапазон частот, при которых следует производить расчеты гармоник, оказывают влияние емкостные элементы сети: конденсаторные батареи, протяженные линии 110 кВ и др. Наличие емкостей нарушает линейный характер процессов и может резко изменить распределение высших гармоник в сети и увеличить отдельные гармоники, так как входное сопротивление сети токам высших гармоник существенно зависит от емкостной проводимости указанных элементов.

На несинусоидальность напряжения могут оказывать влияние конденсаторы, установленные на значительном электрическом удалении от работающих вентильных преобразователей, кроме того, на несинусоидальность напряжения могут влиять длинные воздушные и кабельные линии ввиду их значительной емкостной проводимости. В этих случаях для расчетов необходимо знать частотные характеристики сети во многих точках, что трудно. Расчет несинусоидальности при этом сильно осложняется. Приходится определять уровень каждой гармоники на входе вентильного преобразователя и рассматривать распространение каждой гармоники в сети с учетом емкостей ее отдельных элементов и конденсаторов. Практические указания по расчету уровней гармоники и примеры расчетов даны в [Л. 7-13, 7-16 и др.]. В [Л. 3-1] приведены кривые для определения уровня гармоник.

в) СПОСОБЫ И СРЕДСТВА ОГРАНИЧЕНИЯ ВЫСШИХ ГАРМОНИК

Основным и наиболее распространенным средством ограничения высших гармоник является применение многофазных схем выпрямления. Необходимо, чтобы электропромышленность обеспечивала изготовление соответствующих преобразователей. Двенадцатифазное выпрямление можно получить путем последовательного или параллельного включения трансформаторов вентильных преобразователей, при котором одна половина трансформаторов имеет схему соединения обмоток звезда — звезда, а другая половина — треугольник — звезда (см. рис. 7-22). В некоторых случаях применяют трансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения. При этом половина обмотки соединена в звезду, вторая половина — в треугольник при $k_р=4$ (см. рис. 7-22,*е*).

Такой условный двенадцатифазный режим дает значительный эффект в отношении ослабления гармоник низкого порядка ($\nu=5,7$) при одинаковых нагрузках преобразователей.

За рубежом успешно применяются 24-, 36- и 48-фазные схемы выпрямления, осущест-

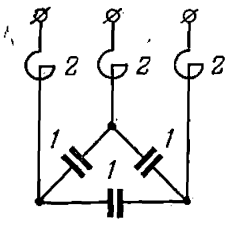


Рис. 7-25. Схема коммутации резонансных фильтров.
1 — конденсаторная батарея; 2 — реактор.

вляемые путем комбинации соединений обмоток анодных трансформаторов в звезду и треугольник или путем использования фазоповоротных трансформаторов [Л. 7-16]. Однако необходимо отметить, что такие эквивалентные многофазные режимы целесообразны лишь в тех случаях, когда нагрузки клетей прокатных станов при одновременной работе будут иметь близкие значения. При разнице в нагрузках около 10% могут возникнуть нескомпенсированные гармоники тока около 12% значения соответствующих гармоник одного преобразователя. Поэтому применение упомянутых эквивалентных многофазных режимов необходимо в подобных случаях обосновывать технико-экономическими расчетами.

Хорошие результаты дает применение так называемых силовых резонансных фильтров, состоящих из последовательно соединенных реакторов L и конденсаторный батареи C (рис. 7-25). Каждый фильтр настраивается на частоту определенной высшей гармоники или спектр высших гармоник так, чтобы сопротивление реактора на частоте гармоники было равно сопротивлению конденсаторной батареи:

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

Фильтры необходимо устанавливать на гармоники самого низкого порядка, возникающие в данном узле сети. Фильтры включаются в звезду с изолированной нейтралью. Соединение в треугольник может вызвать большие повреждения фильтров при перекрытии изоляции одной фазы конденсаторов, приводящем к междуфазовому замыканию. К нулевой точке фильтра целесообразно подключать реакторы, так как при этом корпусная изоляция конденсаторов получает несколько меньшее напряжение относительно земли.

Для фильтров применяются конденсаторы с единичной мощностью 75—100 квар. При большой мощности конденсаторных батарей они составляются из двух трехфазных групп, соединенных в звезду. В уравнительный провод между группами включается через трансформатор тока (или напряжения) реле аварийной сигнализации, которое срабатывает при выходе из работы одного конденсатора. При напряжении выше 10,5 кВ может быть применена схема включения конденсаторов, аналогичная представленной на рис. 9-6.

Реакторы фильтров должны допускать при наладке плавную регулировку индуктивности в пределах ±15%. Резонансные фильтры рекомендуется устанавливать в местах возникновения высших гармоник, так как в этом случае практически полностью устраняются соответствующие гармоники во всей электрической сети.

Кроме погашения высших гармоник, резонансные фильтры являются источником реактивной мощности на первой гармонике и, следовательно, могут использоваться как компенсаторы реактивной мощности.

Технические требования на силовые фильтры 5, 7, 11, 13-й гармоник для работы в сети 10 кВ разработаны институтом Тяжпромэлектропроект и Ждановским металлургическим институтом.

При применении фильтров высших гармоник, т. е. при последовательном включении конденсаторов и реакторов, необходимо предусматривать мероприятия, не допускающие повышения напряжения на зажимах конденсаторных батарей и увеличения их токовых нагрузок при длительной эксплуатации сверх пределов, допускаемых ГОСТ 1282-68 на конденсаторы. Для этого может быть применено последовательное включение двух конденсаторов, выбранных на половину линейного напряжения.

Уменьшению несинусоидальности способствует применение улучшенных схем преобразователей, в частности применение устройств сеточного и фазового управления синусоидальным напряжением с минимальным искажением формы кривой напряжения. За рубежом (США, Италия) применяются анодные трансформаторы с первичным напряжением около 66 кВ.

Кроме описанных устройств, уменьшения несинусоидальности напряжения можно добиться средствами питающей сети, перечисленными в § 7-7. При проектировании электроснабжения необходимо предусматривать мероприятия для локализации распространения гармоник по сети.

7-11. НЕСИММЕТРИЧНЫЕ РЕЖИМЫ

Несимметрия трехфазной системы напряжений выражается значением напряжения обратной последовательности U_-, выраженным в абсолютных величинах (В, кВ) или в процентах номинального фазного напряжения $U_н/\sqrt{3}$. Согласно ГОСТ 13109-67 несимметрия напряжений не должна превышать 2% номинального напряжения, длительно допустимого на зажимах симметричного трехфазного электроприемника. Для асинхронных двигате-

лей допускается несимметрия более 2% исходя из допустимого нагрева с учетом нагрузки двигателя и совокупности других факторов: нагрева от гармоник, от пусковых токов и т. п.

Несимметрию нагрузок создают однофазные электрические нагрузки: дуговые электропечи, крупные сварочные машины, электровозы внутрикарьерного и внутрицехового транспорта и др.

Трехфазные дуговые электропечи также вызывают несимметрию нагрузок из-за неустойчивого горения дуг каждой из трех фаз, изменения их сопротивления в процессе работы.

Несимметричная нагрузка от этих электроприемников может возникнуть при неравномерном их распределении по фазам или же при неодновременности их включения даже при равномерном распределении по фазам. Могут иметь место случаи совпадения обоих этих факторов.

Исследования института ВНИИпроектэлектромонтаж на дуговых электросталеплавильных печах типов ДСП-10, ДСП-40, ДСП-100 показали, что при их работе среднее значение напряжения обратной последовательности не превышает 2%, т. е. не выходит за пределы, нормированные ГОСТ 13109-67.

При проектировании следует производить анализ возможных несимметричных режимов в системе электроснабжения исходя из реальных условий работы отдельных электроприемников и с учетом влияния значения напряжения обратной последовательности на условия работы всей системы электроснабжения как по техническим требованиям, так и по технико-экономическим показателям.

Специальные (дополнительные) симметрирующие устройства следует предусматривать лишь в тех случаях, когда оказываются недостаточными средства, указанные в § 7-7. При этом должен определяться экономический эффект от применения этих устройств, обусловленный уменьшением потерь во всей системе электроснабжения с учетом также потерь электроэнергии в электродвигателях. Для определения технической необходимости применения специальных симметрирующих устройств можно приближенно исходить из приведенной ниже зависимости между значением однофазной нагрузки $S_н$, требующей симметрирования, и мощностью короткого замыкания питающей сети в точке присоединения этой нагрузки $S_н = S_к/50$.

Можно ориентировочно считать, что при $S_к/S_н \geqslant 50$ значение несимметрии в сети не превышает допустимого. Для трехфазных печей это отношение должно быть равно или больше 16.

Расчеты несимметричных режимов приведены в [Л. 7-15].

7-12. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ЧАСТОТЕ

При нормальном режиме работы электрической сети отклонение частоты от установленного в СССР ее номинального значения согласно действующему ГОСТ на нормы качества электроэнергии может быть допущено в пределах не более $\pm 0{,}1$ Гц. Учитывая затруднения энергосистем, ГОСТ допускает временную работу системы, а также работу отделившейся части энергосистемы, не имеющей автоматического регулирования частоты, с отклонениями частоты $\pm 0{,}2$ Гц. Такие же отклонения допущены в Правилах технической эксплуатации электрических станций и сетей. Колебания частоты согласно упомянутому ГОСТ не должны превышать 0,2 Гц сверх отклонений частоты, указанных выше. Приведенные нормы не распространяются на период послеаварийного восстановления частоты в энергосистеме.

В аварийных условиях при резком снижении частоты (до 47—48 Гц) должна предусматриваться автоматическая частотная разгрузка (АЧР), производящая автоматическое отключение менее ответственных потребителей в порядке заранее установленной очередности (см. гл. 10). Соблюдение нормированных значений частоты в основном является обязанностью энергоснабжающей организации.

В заключение данной главы необходимо сделать следующие важные выводы:

1. Наиболее реальными из описанных специальных устройств для подавления или ограничения колебаний напряжения в настоящее время являются:

а) применение синхронных компенсаторов толчковой нагрузки;

б) использование синхронных электродвигателей, имеющих избыточную мощность;

в) применение с необходимыми обоснованиями продольной компенсации.

2. Ограничиваться только мероприятиями в электрической части нельзя, так как, несмотря на удорожание всей системы электроснабжения, не всегда удается полностью решить проблему качества электроэнергии.

3. Для успешного и оптимального решения задачи в целом должны сочетаться и координироваться усилия электриков и технологов в содружестве с наукой. Принимаемые решения должны базироваться на рациональной технологии и режиме производства, пра-

вильном выборе типов и параметров электропривода и на оптимальном решении всей системы электроснабжения в целом. Должен производиться подробный технико-экономический анализ режимов работы электроприемников с резкопеременной ударной и вентильной нагрузкой. При этом должны учитываться как упомянутые выше технологические преимущества современных вентильных электроприводов по сравнению с электромашинными преобразовательными агрегатами, так и дополнительные затраты, связанные с установкой электрооборудования и аппаратов, необходимых для исправления качества электроэнергии, вызываемого работой вентильных преобразователей, при которых большие набросы реактивной мощности немедленно передаются в сеть переменного тока.

4. При технико-экономических сравнениях необходимо учитывать также народнохозяйственный ущерб, возникающий из-за ухудшения качества электроэнергии и вследствие возникновения дополнительных потерь активной энергии. В настоящее время еще недостаточно проработаны методики оценки ущерба от брака продукции, снижения производительности, отказа в работе отдельных элементов автоматизации, вызываемых некачественным напряжением, и пока следует добиваться соблюдения нормативов ГОСТ на качество электроэнергии, которые косвенно учитывают возникающий ущерб. Дополнительные же потери активной энергии поддаются учету, и их следует принимать во внимание. По подсчетам ЛПИ они могут составить 0,5—1,5% потребляемой мощности при работе глубокорегулируемого вентильного электропривода прокатных станов или дуговых сталеплавильных печей. При сравнении вариантов эти потери следует относить за счет вызвавшего их электроприемника, что может в некоторых случаях оказать влияние на выбор последнего.

В связи с изложенным в некоторых случаях следует рассматривать и сравнивать вариант с частичным или полным применением электромашинных преобразовательных агрегатов по системе Г—Д взамен вентильных преобразователей. Вариант с электромашинными преобразователями, в частности, должен рассматриваться при недостаточно мощной питающей энергосистеме.

5. При работе дуговых электропечей существенного снижения толчков нагрузки и вызываемых ими колебаний напряжения можно достигнуть при помощи ряда мероприятий технологического характера, которые одновременно способствуют более рациональному использованию электропечей. Об этом убедительно сказано в [Л. 7-1].

6. При сопоставлении вариантов сглаживания влияния ударных нагрузок должна учитываться возможность и достаточность того или другого варианта с точки зрения условий питающей энергетической системы, генплана предприятия и др.

7. При проведении мероприятий для сглаживания влияния резкопеременных ударных нагрузок иногда приходится входить в некоторые противоречия с установившимися рекомендациями по рациональным проектным решениям в схемах электроснабжения промышленных предприятий, а именно: применять в отдельных случаях параллельную работу трансформаторов и вводов, отказываться от применения высоковольтных токопроводов и от простых пусковых схем двигателей.

8. Трансформаторы с автоматическим регулированием напряжения под нагрузкой и вольтодобавочные трансформаторы реагируют только на так называемые «медленные» колебания напряжения (§ 7-2) в течение суток или другого периода времени. Они имеют отстройку от кратковременных колебаний напряжения, вызываемых описанными выше толчками нагрузки, и не могут служить для их подавления. Поэтому для устранения или ограничения неблагоприятного влияния колебаний, вызванных электроприемниками с резкопеременной нагрузкой, могут быть использованы только мероприятия, описанные в § 7-6.

ГЛАВА ВОСЬМАЯ

ПОДСТАНЦИИ

8-1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Подстанция служит для приема, преобразования и распределения электроэнергии и состоит из трансформаторов или других преобразователей энергии, распределительных устройств с коммутационными аппаратами и сборными шинами, устройств управления, защиты, автоматики, измерения и вспомогательных сооружений.

В зависимости от преобладания той или иной функции подстанции называются транс-

форматорными или преобразовательными (двигатель-генераторными, ртутно-выпрямительными и кремне-выпрямительными).

В зависимости от назначения подстанции бывают узловые 110—500 кВ (УРП), главные 110—220 кВ (ГПП), подстанции глубоких вводов 110—220 кВ (ПГВ), распределительные подстанции 6—10 кВ (РП), цеховые подстанции 6—10/0,38—0,66 кВ (ТП). В зависимости от размещения подстанции подразделяются на отдельно стоящие, пристроенные, встроенные, внутренние закрытые, КТП.

УРП отличается от ГПП, как правило, большей мощностью, а также тем, что основная ее мощность при подводимом напряжении 110—220 кВ распределяется без трансформации по подстанциям глубоких вводов (ПГВ), хотя в отдельных случаях на УРП также применяется частичная трансформация для питания ближайших районов предприятия на напряжение 6—10 кВ. ПГВ имеет локальное назначение, выполняется по простейшим схемам коммутации и служит для питания отдельного объекта или района предприятия. Сама она питается от УРП, иногда от ГПП или непосредственно от энергосистемы (на небольших предприятиях).

В зависимости от размещения оборудования подстанции и распределительные устройства бывают закрытые и открытые.

Правильный выбор типа и мощности и правильное размещение подстанций на предприятии являются основой для рационального построения схемы распределения электроэнергии.

Выбор типа, мощности, места и других параметров подстанций в основном обусловливается величиной и характером электрических нагрузок и размещением их на генеральном плане и в производственных помещениях предприятия, а также зависит от производственных, архитектурно-строительных и эксплуатационных требований.

Нагрузки по характеру размещения на генплане подразделяют на сосредоточенные, распределенные и разбросанные.

Сосредоточенными нагрузками называются собранные в одном месте крупные электроприемники. Примером могут служить насосные и компрессорные станции, электропечные установки и т. п.

Распределенными нагрузками называются электроприемники сравнительно небольшой мощности, более или менее равномерно расположенные на площадке цеха или производственного корпуса, например на металлообрабатывающих и деревообрабатывающих предприятиях, текстильных фабриках и т. п.

Разбросанными нагрузками являются нагрузки различной мощности, разноудаленные друг от друга и от питающей их подстанции.

Выбор типа и места подстанций, их числа и мощности, а также напряжения питающих и распределительных сетей производится в такой последовательности:

на схематический генплан предприятия (рис. 8-1) наносятся нагрузки отдельных объектов или участков предприятия или цеха с подразделением по напряжению, роду тока и очередности ввода в эксплуатацию; нагрузки обозначаются в виде кругов в масштабе с нанесением внутри них цифровых значений; выявляются сосредоточенные нагрузки и определяются центры групп распределенных нагрузок;

предварительно намечаются места расположения подстанций и производится распределение нагрузок между ними с учетом тяготеющих к ним разбросанных нагрузок или же намечаются для последних отдельные подстанции.

С учетом применения унифицированных схем и конструкций намечается тип подстанций (отдельно стоящая, пристроенная, внутренняя закрытая, КТП), определяются ее ориентировочные габариты, согласовывается с технологами и строителями предварительно намеченное место подстанции.

Чрезвычайно важно, чтобы трансформаторные и преобразовательные подстанции всех мощностей и напряжений, начиная от 6—10 кВ и кончая 110—220 кВ, располагались возможно ближе к центру питаемых ими нагрузок. Отступления от этого правила неизбежно приводят к росту величины потерь электроэнергии и к увеличению расхода проводникового металла в сетях. Распределительные пункты и другие коммутационные узлы без преобразования электроэнергии, наоборот, выгоднее размещать на границе питаемых ими участков сети таким образом, чтобы не было обратных потоков энергии (рис. 8-2). Центральное размещение РП (рис. 8-2,*б*) вызывает удлинение питающих линий, а это приводит одновременно к перерасходу кабелей и к увеличению потерь электроэнергии и капитальных вложений в сеть.

Разумеется, что выбор места РП должен производиться с учетом размещения питаемых от них цеховых подстанций, потерь напряжения в линиях, питающих эти подстанции, и т. п.

Размещение разукрупненных цеховых подстанций в центрах нагрузок соответствующих групп потребителей позволяет значительно

сократить протяженность сетей вторичного напряжения, потери энергии и колебания напряжения. При этом резко снижаются требования в отношении резервирования трансформаторов, так как при выходе из работы одной небольшой подстанции перерыв в питании распространяется на очень ограниченную часть предприятия по сравнению с системой крупных подстанций. Разукрупненные подстанции располагаются сравнительно близко друг от друга (75—200 м). Это облегчает взаимное резервирование их в пределах 15—20% при помощи низковольтных перемычек (кабельных или шинных).

Разукрупнение подстанций (см. гл. 5) существенно влияет на выбор их расположения, число трансформаторов и конструктивное их исполнение. Применяются пристроенные, встроенные и внутренние малогабаритные одно- и двухтрансформаторные цеховые подстанции с простейшей схемой электрических соединений, несложной конструкцией, зачастую без сборных шин и высоковольтных выключателей.

С точки зрения экономии цветных металлов и годовых затрат наивыгоднейшим является смещение подстанций на некоторое расстояние от геометрического центра питаемых ими нагрузок в сторону источника питания этих нагрузок. Центр электрических нагрузок определяется по правилам нахождения центра тяжести плоского тела.

Так как при выборе места и типа подстанций приходится учитывать и согласовывать между собой разные требования к ним, которые иногда противоречат друг другу, нет необходимости с большой точностью производить определение центра тяжести нагрузок. На участках с относительно равномерным распределением нагрузок центр тяжести с достаточной степенью точности принимается в геометрическом центре участка.

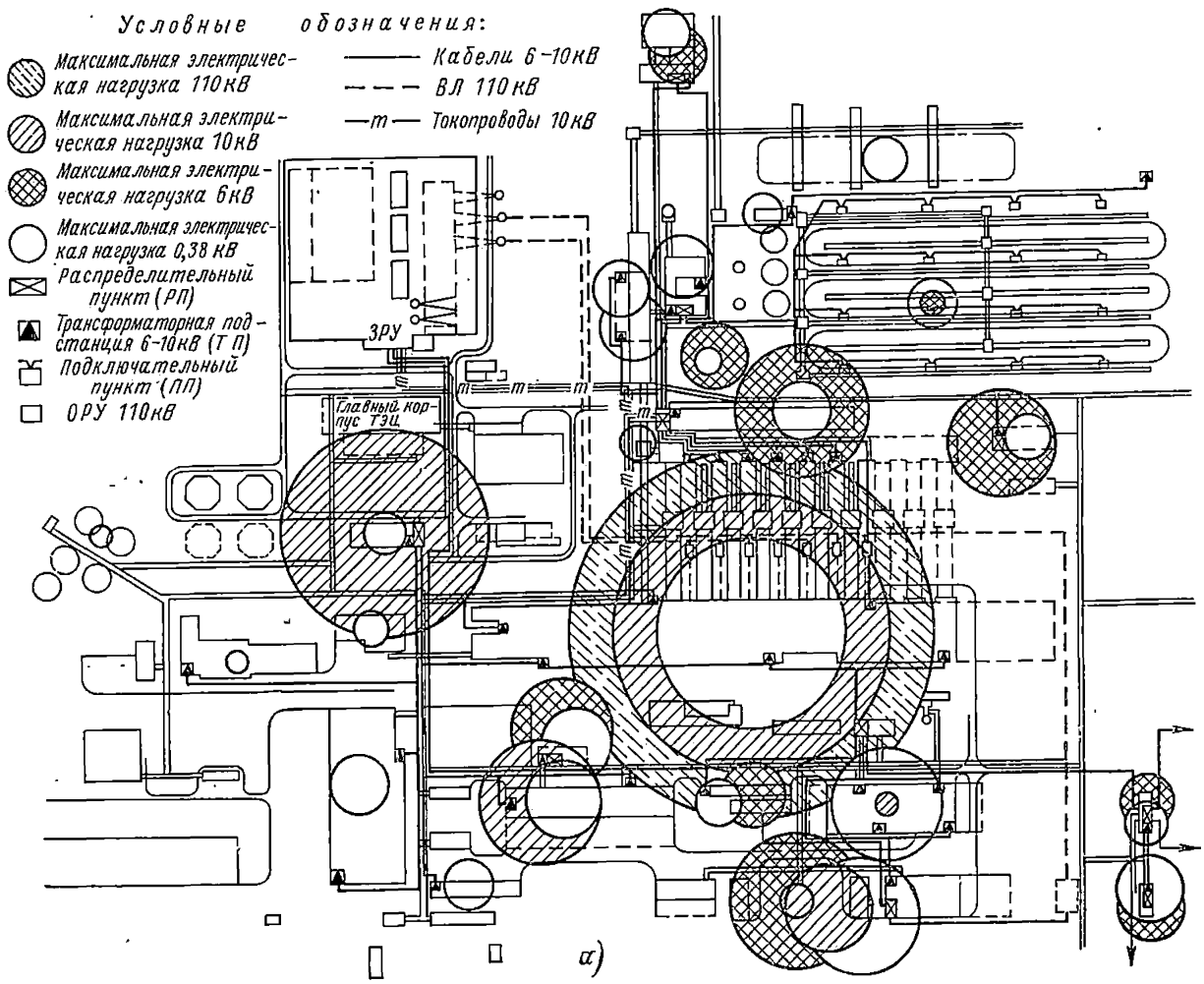
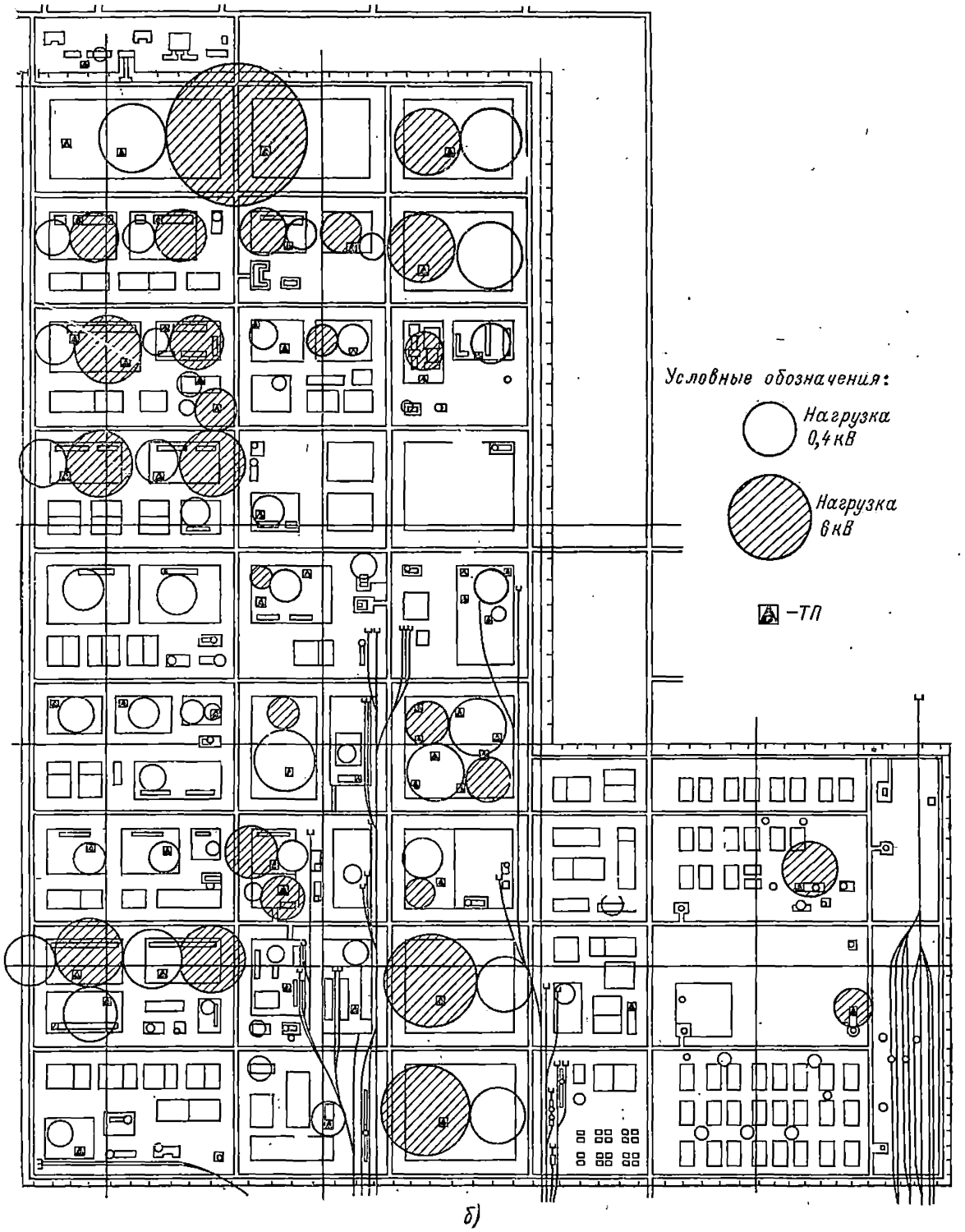


Рис. 8-1. Картограммы нагрузок,
а — крупного предприятия;

Существенное влияние на выбор типа и на размещение подстанций оказывают эксплуатационные, производственные и архитектурно-строительные требования. Необходимо также учитывать конфигурацию производственных помещений, расположение технологического оборудования, условия окружающей среды, требования пожарной безопасности,



б)

нанесенных на генплан.

б — среднего предприятия.

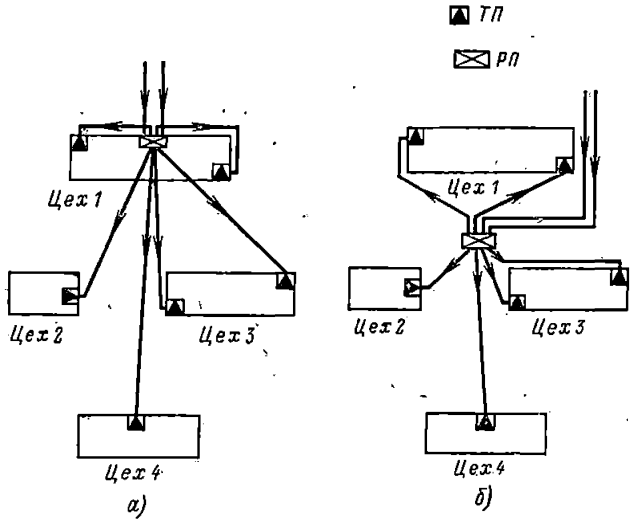


Рис. 8-2. Размещение РП.
а — правильное; *б* — неправильное.

а также типы применяемого оборудования. В результате совместных проработок и согласований с технологами и строителями возможны и неизбежны отступления от теоретически наивыгоднейшего места подстанции, причем некоторые смещения в сторону от него обычно не вызывают существенного удорожания. Однако необходимо четко представлять себе последствия таких отступлений с точки зрения капитальных затрат, расхода проводникового металла и потерь энергии. В ряде случаев неизбежны также отклонения и от оптимальной мощности цеховых и других подстанций вследствие влияния перечисленных выше факторов. Существенное влияние оказывает конструктивное выполнение сети вторичного напряжения, материал и способы ее прокладки: кабели, провода, токопроводы.

Кроме сказанного, нужно иметь в виду, что при выборе места подстанции следует учитывать не только значение нагрузок различных электроприемников, присоединяемых к этой подстанции, но и предполагаемую продолжительность их работы в течение суток или года, т. е. значение T. Очевидно, что при одинаковой нагрузке, но различном числе часов работы подстанция должна быть расположена ближе к группе нагрузок с большей продолжительностью работы, так как в последнем случае потери электроэнергии значительно больше, чем в первом. Математически это может быть выражено формулой:

$$x = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} P_i x_i T_i}{\sum_{i=1}^{i=n} P_i T_i}; \quad y = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} P_i y_i T_i}{\sum_{i=1}^{i=n} P_i T_i},$$

где x_i и y_i — координаты нагрузок группы электроприемников или отдельных электроприемников в декартовой системе координат; P_i — потребляемая мощность электроприемника или группы электроприемников с учетом коэффициента спроса; T_i — число часов работы электроприемника или группы; x и y — искомые координаты центра нагрузок упомянутых групп потребителей или координаты наиболее оптимального месторасположения подстанции.

При размещении нагрузок на различных высотах, например в многоэтажных производственных зданиях или в подвальных помещениях, вводится третья координата z.

8-2. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ

а) ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ И ИСПОЛНЕНИЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Силовые трансформаторы изготовляются для широкого диапазона мощностей на все напряжения, принятые в ГОСТ.

Трансформаторы бывают трехфазные и однофазные, двухобмоточные и трехобмоточные, а также с расщепленными обмотками вторичного напряжения. По роду изоляции и охлаждения трансформаторы подразделяются на масляные, с негорючим заполнением и сухие.

Трансформаторы с расщепленными обмотками имеют две (или более) вторичные обмотки одинакового напряжения на 50% номинальной мощности каждая. Имеются исполнения с расщепленными обмотками напряжений 6 и 10 кВ. Это дает возможность экономичного решения системы электроснабжения при наличии большого числа электродвигателей 6 кВ, которые вызывают необходимость применения двух напряжений в распределительных сетях второй ступени.

Предельная неравномерность загрузки расщепленных обмоток низшего напряжения допускается до 100%, т. е. одна из расщепленных обмоток низшего напряжения может быть загружена на свою полную мощность, которая равна половине номинальной мощности трансформатора, в то время как другая обмотка не загружена совсем. Благодаря повышенному реактивному сопротивлению их применение иногда позволяет отказаться от реактирования.

Типы и исполнения трансформаторов выбираются в зависимости от условий их установки, охлаждения, от температуры и состояния окружающей среды и т. п. Для наружной установки наиболее экономичны и

надежны масляные трансформаторы. Для внутренней установки также преимущественно применяются масляные трансформаторы, в частности при установке на уровне первого этажа в камерах с дверями, выходящими наружу или в цеха с производствами категорий Г и Д.

Примечание. В соответствии со строительными нормами и правилами к категории Д относятся производства, связанные с обработкой несгораемых материалов в холодном состоянии, а к категории Г — производства по обработке материалов в горячем раскаленном или расплавленном состоянии.

Ограничения в установке масляных трансформаторов не распространяются на специальные электропечные и преобразовательные подстанции, непосредственно связанные с технологическим процессом производств, для которых они предназначены.

Трансформаторы, заполненные негорючей жидкостью — совтолом, изготовляются мощностью до 2500 кВ·А. Их целесообразно применять в тех случаях, когда по условиям среды нельзя приблизить к центрам нагрузок масляные трансформаторы и в то же время недопустима установка сухих негерметизированных трансформаторов.

Совтоловые трансформаторы должны применяться в тех случаях, когда по ПУЭ недопустима открытая установка масляных трансформаторов в здании или около него, в частности при установке ниже уровня 1-го этажа более чем 1 м и выше 2-го этажа и т. п.

Совтоловые трансформаторы как негорючие можно также рекомендовать для ответственных машинных залов прокатных цехов.

Ограничения применения совтоловых трансформаторов, помимо экономических факторов (см. ниже), возникли в свое время в связи с токсичностью совтола, так как он выделяет вредные пары, длительное вдыхание которых вызывает раздражение слизистых оболочек носа и глаз.

Герметизированные совтоловые трансформаторы могут включаться в эксплуатацию без предварительной их ревизии. Они не потребуют в процессе эксплуатации каких-либо работ по заливке, доливке и сливу совтола. Поэтому отдельных специальных помещений для этой цели на предприятиях предусматривать не следует. Ремонт и ревизия совтоловых трансформаторов должны производиться централизованно на заводах-изготовителях или на специальных ремонтных базах. Поэтому ремонтное хозяйство для совтоловых трансформаторов на предприятиях также предусматривать не следует, а необходимо предусматривать складской резерв для замены выбывшего совтолового трансформатора.

Эксплуатация совтоловых герметизированных трансформаторов значительно упростилась, и упомянутые опасения с точки зрения безопасности персонала практически отпали, и с этой точки зрения отпали также ограничения для их применения.

Сухие трансформаторы изготовляются такой же мощности, как совтоловые, и также имеют ограниченную область применения, так как они дороже масляных. Их целесообразно применять главным образом при небольшой мощности в диапазоне 10—400 кВ·А и не более 630—1000 кВ·А при первичном напряжении не выше 10 кВ. В основном они применяются там, где недопустима установка масляных трансформаторов из-за пожарной опасности, а трансформаторов с негорючей жидкостью — из-за токсичности, например в административных, общественных и других зданиях, где возможно большое скопление людей, а также на испытательных станциях, в лабораториях, в машинных залах, при установке ниже уровня 1-го этажа более чем на 1 м, а также выше 2-го этажа и в других случаях, где недопустима установка масляных трансформаторов.

Сухие трансформаторы подвержены грозовым перенапряжениям. Они создают при работе повышенный шум по сравнению с масляными. Их нужно устанавливать в сухих не пыльных помещениях с относительной влажностью не более 65% и располагать на расстоянии не менее 200 мм от стен здания для улучшения условий охлаждения.

Преимущество сухих и совтоловых трансформаторов заключается в том, что их можно устанавливать непосредственно в производственных и других помещениях без ограничения мощности, а также в подвалах и на любом этаже зданий.

Сухие трансформаторы легко разместить в помещениях на колоннах, кронштейнах, балках, фермах и т. п., так как они не содержат охлаждающей жидкости и, следовательно, не требуют громоздких устройств для ее удаления. Благодаря этому сухие трансформаторы небольшой мощности практически не требуют специального места и целесообразны, например, для питания освещения при системе раздельного питания силовых нагрузок и освещения. В этом заключается дополнительное преимущество сухих трансформаторов.

Совтоловые и сухие трансформаторы имеют практически одинаковую цену, но и те и другие дороже масляных примерно в 2—2,5 раза. В тех случаях, когда ПУЭ разрешает применение как совтоловых, так и сухих трансформаторов, рекомендуется на промышленных предприятиях при одинаковых экономи-

ческих показателях применять сухие трансформаторы как более простые и надежные в эксплуатации благодаря отсутствию охлаждающей жидкости.

Число типов и исполнений трансформаторов, применяемых на одном предприятии, ограничивается, так как большое разнообразие создает неудобства в эксплуатации и вызывает дополнительные затруднения в отношении резервирования и взаимозаменяемости трансформаторов.

Для ограничения тока короткого замыкания и обеспечения работы релейной защиты многие трансформаторы на напряжение 110 кВ работают с незаземленной нейтралью. Между тем изготовляемые нашими заводами трансформаторы на напряжение 110 кВ имеют неполную изоляцию нулевых выводов (нейтралей). Поэтому нейтрали таких трансформаторов защищают разрядниками. Разрядники могут быть подобраны по одной из следующих комбинаций: 2×РВС-20; РВС-35+ +РВС-15; РВМ-35+РВМ-20, которые имеют суммарное напряжение гашения соответственно 50; 59,5 и 65,5 кВ. Наиболее надежную защиту дает последняя комбинация, т. е. РВМ-35+РВМ-20. Ее следует применять в тех случаях, когда после отключения трансформатора со стороны высшего напряжения возможно его питание со стороны среднего или низшего напряжения, которое в этот момент не может быть отключено. Возможны и другие комбинации из имеющихся у эксплуатирующих организаций разрядников, например 3×РВС-15 (выпуска до 1960 г.) или 2×РВС-15 (выпуска до 1960 г.) плюс РВС-15 (выпуска позже 1960 г.).

При необходимости в процессе эксплуатации разземления нейтрали некоторых трансформаторов 110 кВ следует в первую очередь разземлять нейтрали трансформаторов, имеющих полную изоляцию. Работа трансформаторов 110 кВ с неполной изоляцией нейтрали, с фазным напряжением на нейтрали допускается лишь на время работы релейной защиты, но не более 5 с.

У всех трансформаторов нужно предусматривать заземляющие разъединители для возможности режима их работы с заземленной или изолированной нейтралью.

б) ВЫБОР ЧИСЛА ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПОДСТАНЦИИ И РЕЖИМ ИХ РАБОТЫ

Нецелесообразно устанавливать большое число трансформаторов на каждой подстанции независимо от того, является ли она цеховой или главной подстанцией всего завода. Это всегда вызывает дополнительные капиталовложения, повышает годовые расходы и, в частности, потери энергии, так как к. п. д. мелких трансформаторов ниже, чем крупных[1]. Увеличивается расход активных материалов в трансформаторах и аппаратах, а также число самих аппаратов, усложняется схема коммутации и, следовательно, усложняется эксплуатация таких подстанций. В то же время никаких дополнительных преимуществ разукрупнение трансформаторов на одной подстанции не дает. Производство на заводах большого числа мелких трансформаторов также невыгодно и неэкономично по сравнению с более крупными трансформаторами такой же суммарной мощности. Поэтому наиболее часто на промышленных предприятиях применяются одно- и двухтрансформаторные цеховые подстанции, резервируемые при помощи так называемого «складского» или передвижного резерва. Наиболее простым и дешевым решением являются однотрансформаторные подстанции. При хорошо поставленном складском резерве их можно применять для питания электроприемников не только третьей, но и некоторых групп нагрузок второй категории (см. § I-2-29 ПУЭ). Их можно применить и при нагрузках первой категории, если мощность последних не превышает 15—20% и их резервирование обеспечивается при помощи резервных перемычек на вторичном напряжении. Мощность трансформаторов и сечение резервной перемычки в этих случаях выбираются с расчетом на взаимное резервирование соседних подстанций с учетом допустимой аварийной перегрузки трансформаторов (см. пример 2 выбора трансформаторов). При этом экономично решается вопрос питания в периоды очень малых нагрузок путем отключения части подстанций и использования перемычек, предназначенных для взаимного резервирования.

При соблюдении указанных условий и при хорошо поставленном складском резерве, обеспечивающем быструю замену поврежденного трансформатора, однотрансформаторные подстанции обеспечивают надежное электроснабжение.

Отказ от их применения не всегда бывает достаточно обоснован.

Трансформаторы складского резерва предусматриваются в смете и спецификации.

Если же преобладают потребители 1-й и 2-й категорий, которые не допускают перерыва питания на время доставки и установки складского резерва, то применяются двухтрансформаторные подстанции.

Мощность каждого трансформатора двухтрансформаторных подстанций рассчитывает-

[1] Примерно на 2% в диапазоне 10—10 000 кВ·А.

ся на питание всех нагрузок 1-й и основных нагрузок 2-й категорий, питаемых от данной подстанции для возможности взаимного резервирования. Под основными нагрузками второй категории понимаются такие нагрузки, бесперебойная работа которых необходима для функционирования основных производств предприятия.

При выборе трансформаторов учитывается допустимая их перегрузка при аварии согласно ПУЭ и предшествовавшая недогрузка трансформатора до аварии, определенная по расчету или замеру (для работающих трансформаторов).

При двухтрансформаторных подстанциях также предусматривается складской резерв для замены трансформатора, выбывшего на длительный срок. Неответственные нагрузки 3-й категории при аварии отключаются впредь до установки резервного трансформатора.

В некоторых случаях двухтрансформаторные подстанции целесообразно применять независимо от требуемой степени бесперебойности питания присоединенных к ней потребителей. Это может иметь место, например, в следующих случаях:

если суточный или годовой графики нагрузки неравномерны и, следовательно, выгодно изменять подсоединенную мощность трансформаторов при длительных изменениях нагрузок в течение суток или года, в частности при наличии сезонных нагрузок или при одно- и двухсменной работе со значительной разницей загрузки смен;

в тех сравнительно редких случаях, когда мощность трансформаторов лимитируется условиями их транспорта, высотой помещения и другими соображениями, требующими облегчения массы или уменьшения габаритов установленных единиц;

при расширении подстанции, если почему-либо окажется нецелесообразной замена существующего трансформатора на более мощный.

Цеховые подстанции с числом трансформаторов более двух, как правило, экономически нецелесообразны и на новых предприятиях применяются редко, в виде исключения, например, в следующих случаях:

если имеются мощные электроприемники, сосредоточенные в одном месте, например в прокатных цехах;

если нельзя рассредоточить подстанции по условиям технологии или окружающей среды, например на текстильных фабриках, на некоторых предприятиях химии и в других аналогичных случаях;

при раздельных трансформаторах для силовой и осветительной нагрузок, если установка этих трансформаторов целесообразна на общей подстанции;

при питании совмещенных территориально цеховых нагрузок различного характера: силовые, электросварочные и др., которые нельзя питать от общих трансформаторов.

Примечание. Если указанные нагрузки не совмещены, то трансформаторы разного назначения устанавливаются на отдельных подстанциях;

если необходимо выделить питание нагрузок с резкими, часто повторяющимися толчками, например, крупных электросварочных аппаратов и т. п.

На главных понизительных подстанциях (ГПП) и подстанциях глубоких вводов (ПГВ), так же как и на цеховых подстанциях, число трансформаторов обычно принимается не более двух. Это дает возможность применять простейшие схемные и конструктивные решения ГПП и ПГВ. Двухтрансформаторные подстанции почти всегда удовлетворяют требованиям электросетей промышленных предприятий и в большинстве случаев обеспечивают надежное питание потребителей всех категорий.

При постепенном росте нагрузки на двухтрансформаторной ГПП или ПГВ допускается и практикуется в первый период эксплуатации установка одного трансформатора, но при этом должно обеспечиваться резервирование питания наиболее ответственных нагрузок способами, указанными ниже.

Однотрансформаторные ГПП и ПГВ применяются реже из-за трудности их резервирования. Они возможны при обеспечении аварийного питания нагрузок 1-й категории по связям вторичного напряжения с соседней ГПП, ПГВ, с ТЭЦ или другими источниками питания и при обязательном наличии централизованного передвижного резерва трансформаторов (см. ниже). При отсутствии связей с другими источниками применение только одной однотрансформаторной ГПП на предприятии недопустимо.

При магистральном питании однотрансформаторных ГПП или ПГВ по линиям 35—220 кВ рекомендуется ближайшие подстанции питать от разных линий для возможности использования связей на вторичном напряжении в целях взаимного резервирования трансформаторов.

Главные понизительные подстанции с числом трансформаторов более двух применяются в тех случаях, когда при двух трансформаторах нельзя обеспечить надежное питание всех разнородных потребителей данного пред-

приятия с учетом особенностей режима их работы. Это может иметь место:

а) при необходимости выделения питания крупных, часто повторяющихся толчковых или ударных нагрузок, например вентильные электроприводы, крупные электропечи и т. п. (см. гл. 7);

б) на транзитных ГПП, имеющих несколько питающих и отходящих линий и одну, а иногда и две системы собирательных шин, так как в этом случае одно- или двухтрансформаторная схема не имеет преимуществ по условиям коммутации;

в) при очень концентрированных нагрузках, когда двухтрансформаторные ПГВ или ГПП невозможно применить по схемным или конструктивным соображениям;

г) по условиям резервирования мощных нагрузок особой группы электроприемников, так как при числе трансформаторов более двух и при питании данной подстанции более чем от двух независимых источников не потребуются дорогие связи на вторичном напряжении с другими источниками питания.

В этих случаях вопрос о числе трансформаторов решается по эксплуатационным соображениям, по соображениям дальнейшего развития подстанции, ее связи с энергетической системой, а также в зависимости от характера и режима работы главных потребителей и других факторов, но с обязательным условием технико-экономического анализа различных вариантов.

Примеры применения подстанции 110/10 кВ с числом трансформаторов более двух приведены на рис. 5-27 и др.

Кроме соображений, изложенных выше, при выборе числа трансформаторов на цеховых подстанциях в известной степени приходится считаться также со следующими факторами:

с предельной мощностью трансформаторов, изготовляемых электропромышленностью

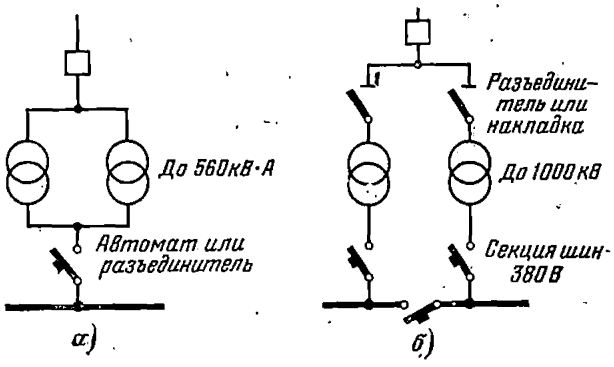


Рис. 8-3. Схемы включения двух трансформаторов под общий коммутационный аппарат.

на напряжение 220—660 В, которая в настоящее время составляет 2500 кВ·А;

со значениями тока короткого замыкания на вторичной стороне трансформатора, которым удовлетворяют выпускаемые в настоящее время аппараты напряжением до 1000 В.

При вторичном напряжении 380 В существующая аппаратура (кроме автомата «Электрон») устойчива против тока короткого замыкания лишь при мощности трансформатора до 1000 кВ·А при раздельной работе. При напряжении 660 В по предельным параметрам аппаратов могут быть применены трансформаторы мощностью не более 1600 кВ·А. Автоматический выключатель «Электрон» на номинальное напряжение до 660 В и на номинальный ток до 4000 А имеет большую коммутационную способность. Отключаемый им ток находится в пределах 25—65 кА (действующее значение) при напряжении 380 В и 15—50 кА при напряжении 660 В. Он может быть применен при трансформаторах до 2500 кВ·А. Но автоматы «Электрон» очень дороги, и их следует применять лишь в тех случаях, когда нельзя принять другие проектные решения.

Работа трансформаторов на цеховых подстанциях и на ГПП почти всегда бывает раздельная, что особенно важно для выбора коммутационных аппаратов на стороне напряжения до 1000 В по коммутационной способности и динамической устойчивости.

Соображения о целесообразной области применения параллельной работы трансформаторов изложены в гл. 5.

Допускается установка вместо одного трансформатора двух «спаренных» параллельно трансформаторов одинаковой мощности, каждый из которых рассчитан примерно на половинную потребную мощность (рис. 8-3). Это может оказаться целесообразным в тех случаях, когда выпускаемые единичные мощности трансформаторов не соответствуют суммарной потребной мощности в данной точке сети, особенно при концентрированных сосредоточенных нагрузках: насосные, компрессорные, крупная электросварочная или электропечная нагрузка и т. п.

Такая схема может быть принята как вынужденное решение при наличии транспортных ограничений; затруднений при размещении в производственных зданиях; ограничений коммутационных параметров аппаратов; необходимости унификации типоразмеров трансформаторов.

Может быть два варианта присоединения сдвоенных трансформаторов: через общие коммутационные аппараты на стороне высшего и низшего напряжения (рис. 8-3,*а*) или че-

рез отдельные разъединители на стороне высшего напряжения и через отдельные автоматы, рубильники или разъединители на стороне низшего напряжения (рис. 8-3,*б*), но всегда с общей защитой и управлением на стороне высшего напряжения. Могут быть также промежуточные варианты с наличием или отсутствием отдельных аппаратов на высшем или низшем напряжении. Вариант, представленный на рис. 8-3,*а*, может быть применен лишь для трансформаторов мощностью не более 630 кВ·А, так как при больших мощностях ток короткого замыкания на стороне 380 В может оказаться недопустимо большим для аппаратов вторичного напряжения при параллельной работе трансформаторов.

Сдвоенные трансформаторы согласно ПУЭ допускается устанавливать в одной общей камере.

в) ВЫБОР МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ И ДОПУСТИМЫЕ ПЕРЕГРУЗКИ

Наивыгоднейшая мощность трансформатора соответствует минимальным расчетным затратам. Она зависит от различных факторов: электрической нагрузки и коэффициента мощности, длительности нарастания нагрузки по годам, удаленности трансформатора от источника электроэнергии, продолжительности использования максимума нагрузки или продолжительности включения трансформатора, характера графика нагрузки, числа часов работы предприятия, стоимости электроэнергии и др.

Эти факторы могут быть в различных сочетаниях и меняются во времени и к моменту разработки проекта не всегда могут быть выявлены с достаточной точностью. В зависимости от этого получаются различные значения наивыгоднейшей номинальной мощности трансформатора. Выбор и заказ трансформаторов обычно производятся на стадии проектного задания, когда указанные данные носят весьма приближенный характер, не говоря уже о том, что сама методика определения нагрузок и входящие в нее исходные данные и коэффициенты не отличаются точностью. Это создает дополнительные затруднения для определения их наивыгоднейшей мощности.

С учетом этих факторов можно дать некоторые общие практические рекомендации по выбору мощности трансформаторов на промышленных предприятиях.

Основными критериями для выбора числа и мощности цеховых трансформаторов являются удельная плотность нагрузки (кВ·А/м²) и полная расчетная нагрузка данного объекта (корпуса, цеха, отделения). В связи с этим уместно отметить, что вследствие значительного и непрерывно продолжающегося роста удельных нагрузок подвергались существенным изменениям оптимальные мощности цеховых трансформаторов, которые были рекомендованы в начале внедрения метода разукрупнения цеховых подстанций в 1934—1935 гг. Если ранее эта мощность находилась в пределах 320—750 (1000) кВ·А, сейчас она значительно возросла. Так, например, в настоящее время при удельной плотности более 0,2—0,3 кВ·А/м² и суммарной нагрузке более 3000—4000 кВ·А уже становится целесообразным применение цеховых трансформаторов мощностью 1600 и даже 2500 кВ·А. Однако необходимо считаться с тем, что повышение мощностей трансформаторов вызывает увеличение тока короткого замыкания на вторичном их напряжении.

В настоящее время на цеховых ТП применяют трансформаторы мощностью 630, 1000, 1600 и 2500 кВ·А в зависимости от плотности электрических нагрузок. Наиболее часто применяются трансформаторы мощностью 1000 и 630 кВ·А; трансформаторы мощностью менее 630 кВ·А устанавливаются при относительно малой плотности нагрузок, в частности на периферийных участках предприятий, для административных зданий, клубов и т. п. При большой удельной плотности нагрузок (более 0,2 кВ·А/м²) применяются трансформаторы 1600 кВ·А, а при очень концентрированном расположении крупных электроприемников уже становится целесообразным применение трансформаторов мощностью 2500 кВ·А (с учетом возросших токов к. з. на вторичном напряжении).

На ГПП и ПГВ наиболее часто применяются трансформаторы мощностью 32, 40, 63 и 80 МВ·А. Трансформаторы меньшей мощности (10, 16 и 25 МВ·А) целесообразны при нагрузках, разбросанных на большой территории: горнорудные и рудоподготовительные предприятия, карьеры и т. п.

Начиная с мощности 40 МВ·А и выше рекомендуется применять трансформаторы на три предела мощности при различной степени их охлаждения, например трансформатор мощностью 80/63/50 МВ·А.

На УРП при наличии трансформации электроэнергии, а также на мощных ГПП при питании на напряжении 220—330 кВ и распределении энергии на первой ступени по линиям глубоких вводов 110 кВ, т. е. при малых коэффициентах трансформации, следует применять автотрансформаторы. Их мощность рекомендуется принимать 120, 240 или 400 МВ·А (в группе). При выборе трансформаторов необходимо проводить унификацию их типоразмеров и мощностей.

При двухтрансформаторной схеме мощность трансформатора выбирается такой, чтобы при выходе из работы одного из них второй воспринял на себя основную нагрузку подстанции с учетом допустимой перегрузки в послеаварийном режиме и возможного временного частичного отключения потребителей III категории по заранее заданному графику.

Примечание. В понятие послеаварийного режима мы здесь для удобства включаем также вывод трансформатора на ревизию или ремонт на время, необходимое для замены складским или централизованным резервом.

На однотрансформаторных подстанциях, имеющих связи на вторичном напряжении, в целях взаимного резервирования мощность трансформаторов выбирается исходя из значения этого резервирования также с учетом допустимой аварийной перегрузки при выходе из работы трансформатора соседней подстанции. В этих случаях мощность трансформаторов должна выбираться исходя из нагрузки при послеаварийном режиме.

На однотрансформаторных подстанциях без связей на вторичном напряжении мощность трансформатора выбирается по максимальной нагрузке при рабочем режиме.

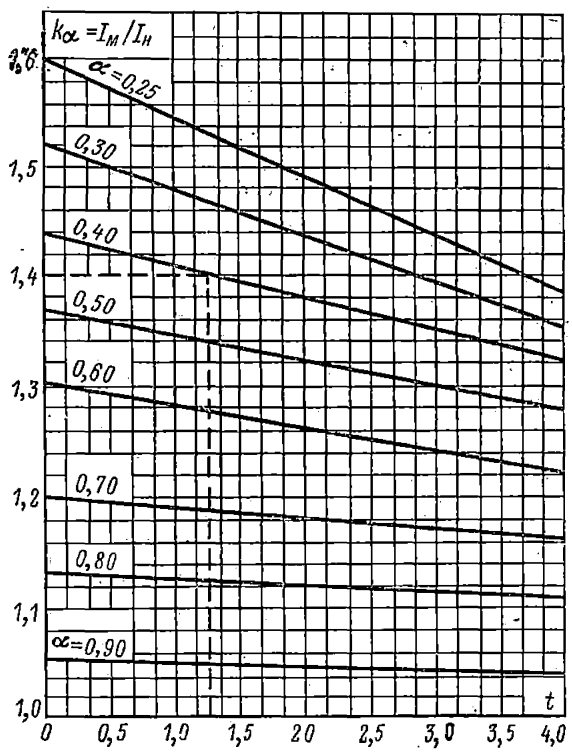


Рис. 8-4. Зависимость допустимой перегрузки трансформатора в период максимума от продолжительности последнего t и от коэффициента заполнения суточного графика α.

Выбор мощности и исполнения трансформаторов, питающих резкопеременную ударную нагрузку, в частности трансформаторов на ГПП и ПГВ, должен производиться с учетом пиков тока по согласованию с заводом-изготовителем, так как в нормальном исполнении они на такие толчки и перегрузки не рассчитаны. При заказе таких трансформаторов необходимо указывать режим работы ударных нагрузок.

Впредь до нормирования допускаемых перегрузок обычных сетевых трансформаторов напряжением 110 и 220 кВ при работе их в режиме циклических резкопеременных нагрузок на основании практики института Тяжпромэлектропроект можно дать следующие предварительные рекомендации по выбору трансформаторов в этих условиях:

пики нагрузок не должны превышать номинальную мощность трансформатора более чем на 5—10% при нормальном режиме работы, при среднеквадратичной загрузке не более чем 60—70% номинальной мощности;

при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшихся в работе не должна превышать: пиковая — 115—120% их номинальной мощности, а среднеквадратичная — 100%.

Исследования электропечных установок показали, что для интенсификации режима расплавления и увеличения перегрузочной способности печных трансформаторов целесообразно увеличить их мощность до 100—120 МВ·А для печей емкостью 200 т и до 50—60 МВ·А для печей емкостью 100 т.

Вентильную нагрузку на напряжение 0,4 кВ следует питать от отдельных трансформаторов с целью минимального искажения формы кривой напряжения в сети 0,4 кВ, к которой присоединены другие электроприемники.

Для правильного выбора мощности трансформатора необходимо иметь график его нагрузки или в крайнем случае знать максимальную и среднесуточную нагрузки данной подстанции и хотя бы приблизительно суммарную продолжительность максимума нагрузки. Выбор трансформаторов только по максимальной нагрузке, как это часто делается, приводит к неоправданному увеличению мощности трансформаторов. Кроме того, следует тщательно анализировать вместе с технологами и эксплуатационниками работу предприятия при послеаварийном режиме для выявления возможности отключения на этот период части менее ответственных потребителей в тех случаях, когда нагрузка выбранного трансформатора при номинальном режиме приближается к его номинальной мощности.

При выборе трансформаторов нужно учитывать, что в зависимости от продолжительности использования максимума нагрузки и других факторов работа трансформатора может оказаться выгодной как с недогрузкой, так и с перегрузкой, если не допускать при этом предела теплового износа трансформатора, приводящего к сокращению его нормального срока службы. Значение и продолжительность перегрузок зависят от коэффициента заполнения суточного графика нагрузки, температуры окружающего воздуха, охлаждения трансформатора и т. п. (см. ниже). Температура окружающего воздуха 40°, принятая в стандарте, не держится длительно даже в жарких поясах и колеблется в больших пределах снижаясь до —25÷—35°. Поэтому даже при одинаковом максимуме нагрузки наивыгоднейшие мощности трансформаторов могут быть разными, если режим их работы неодинаков. К тому же перечисленные факторы могут меняться во времени, что бывает очень трудно учесть заранее.

Во многих производствах нагрузка трансформаторов при эксплуатации не бывает постоянной, а в течение суток оказывается ниже номинальной (иногда значительно). Такие графики характерны для металлообрабатывающих и деревообрабатывающих предприятий, заводов стройматериалов и других отраслей промышленности. В других предприятиях, наоборот, график очень ровный; это металлургия, химия и др.

В ряде случаев мощность трансформаторов выбирается по послеаварийному режиму, и, следовательно, при нормальном режиме они работают с недогрузкой. Благодаря этому трансформатор в определенные периоды времени может быть перегружен сверх номинальной мощности в зависимости от графика его нагрузки и окружающей температуры без какого-либо ущерба для нормального срока его службы. На подстанциях с ровным графиком нагрузки трансформаторы допускают значительно меньшие перегрузки.

Сказанное наглядно иллюстрируется графиками, приведенными на рис. 8-4 и 8-5.

На рис. 8-4 показаны кратности допустимых перегрузок трансформаторов k в период максимальной нагрузки в зависимости от продолжительности максимума t, ч, и от коэффициента заполнения суточного графика α, который представлен несколькими величинами (0,25—0,9).

Коэффициент α является отношением среднесуточного тока к максимальному току $I_м$:

$$\alpha = \frac{I_{ср}}{I_м}.$$

Он почти всегда меньше единицы.

Коэффициент перегрузки k представляет собой отношение максимального тока $I_м$ к номинальному току трансформатора $I_н$:

$$k = \frac{I_м}{I_н}.$$

Он больше единицы и в частном случае равен ей.

На рис. 8-4 отчетливо видно, что чем больше значение α и чем больше время t перегрузки, тем меньше значение k. Так, например, при $\alpha=0{,}4$ и $t=1{,}3$ ч трансформатор может быть перегружен на 40%, а при $\alpha=0{,}8$ и $t=3$ ч — всего лишь на 12%. При значении α, близком к единице, перегрузочная способность трансформатора практически равна нулю. Следовательно, трансформаторы, длительно работающие на подстанциях с ровным графиком нагрузки, т. е. с малым α, значительно меньше способны к перегрузке. К числу таких подстанций относятся подстанции на заводах черной и цветной металлургии, химии и др. В этих случаях перегрузка может быть допущена главным образом за счет температуры окружающей среды и за счет выбора мощности трансформаторов по противоаварийному режиму, обусловливающему их недогрузку при нормальном режиме работы.

На рис. 8-5 представлен суточный график нагрузки, иллюстрирующий соотношения между $I_м$, $I_н$ и $I_{ср}$.

Заштрихованная часть графика представляет собой реальный суточный график нагрузки. На вертикальной оси (оси ординат) отложены токи: максимальный $I_м$ (по пику графика), средний $I_{ср}$ (см. пунктирную прямую) и номинальный ток трансформатора при полной его нагрузке $I_н$ (см. пунктир с точкой). На горизонтальной оси (ось абсцисс) отложены часы суток. График характеризует изменение указанных токов в течение суток за промежутки времени Δt. Средний ток $I_{ср}$ пред-

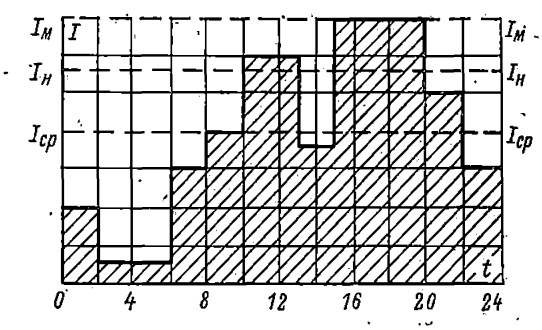


Рис. 8-5. Суточный график нагрузки, иллюстрирующий соотношения между $I_м$, $I_н$ и $I_{ср}$.

ставляет собой отношение суммы произведений $\Sigma I\Delta t$ ко времени суток:

$$I_{ср}=\frac{\Sigma I\Delta t}{24}.$$

Таким образом, средний ток $I_{ср}$ всегда меньше максимального $I_м$, а в ряде случаев он значительно меньше. Максимальный же ток может при определенных условиях превышать номинальный благодаря факторам, приведенным выше. Поэтому трансформатор в течение определенного периода времени может быть перегружен сверх номинального тока $I_н$ в зависимости от характера графика его нагрузки, в частности от значения коэффициента заполнения α, без какого-либо ущерба для нормального срока его службы.

Коэффициент заполнения α этого графика представляет собой отношение заштрихованной площади к площади прямоугольника $OtI_м$ и равняется $\frac{48}{84}=0{,}57$.

По прямым рис. 8-4 можно определить допустимость перегрузки трансформатора при том или ином суточном графике его нагрузки.

Так, например, требуется определить, при каком суточном графике можно допустить нагрузку трансформатора 180 кВ·А, 6/0,23 кВ током 632 А в течение суточного максимума продолжительностью 1 ч.

Имеем:

$$I_н=\frac{180\cdot10^3}{\sqrt{3}\cdot230}=451;\quad k_\alpha=\frac{I_м}{I_н}=\frac{632}{451}=1{,}4.$$

По рис. 8-4 находим, что перегрузка $k_\alpha=1{,}4$ продолжительностью 1,3 ч допустима при коэффициенте заполнения суточного графика $\alpha=0{,}4$, т. е. это означает, что $\frac{I_{ср}}{632}=0{,}4$, откуда $I_{ср}=0{,}4\cdot632=252$ А.

Следовательно, поставленному условию удовлетворяет суточный график с продолжительностью суточного максимума нагрузки 1 ч при среднесуточной нагрузке

$$I=\frac{\Sigma I\Delta t}{24}=252\text{ А},$$

представленный на рис. 8-6.

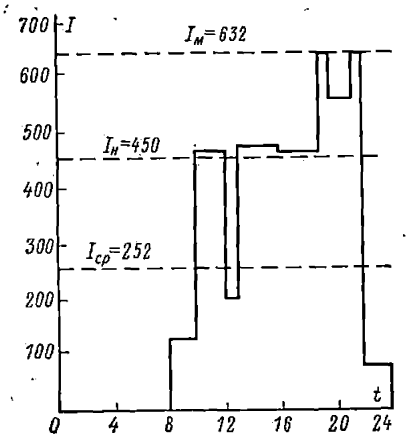


Рис. 8-6. Суточный график к примеру определения допустимых перегрузок трансформаторов.

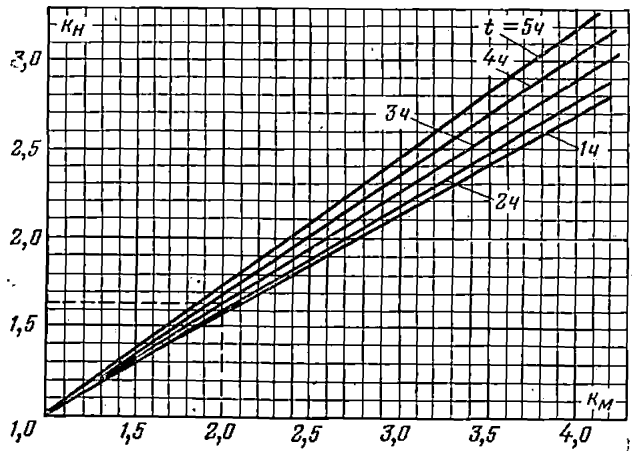


Рис. 8-7. Зависимость коэффициентов $k_н$ и $k_м$ при разной продолжительности суточного максимума нагрузки.

На рис. 8-7 показана зависимость двух коэффициентов $k_н$ и $k_м$ при разной продолжительности суточного максимума t. Здесь $k_н=I_н:I_{ср}$ — отношение номинальной нагрузки трансформатора к среднесуточной нагрузке предприятия или цеха; $k_м=I_м:I_{ср}$ — отношение максимальной нагрузки к среднесуточной нагрузке.

Пользуясь кривыми рис. 8-7, можно произвести выбор номинальной мощности трансформатора для электроустановки с заданным типовым суточным графиком нагрузки или с приблизительно оцененными среднесуточной нагрузкой и суточным максимумом. Так, например, требуется определить номинальную мощность понижающего трансформатора напряжением 35/10 кВ для электроустановки со среднесуточной нагрузкой 322 А и суточным максимумом 644 А. Суммарная продолжительность суточного максимума равна 3 ч. Имеем:

$$k_м=\frac{I_м}{I_{ср}}=\frac{P_м}{P_{ср}}=\frac{644}{322}=2.$$

На рис. 8-7 на прямой, соответствующей продолжительности суточного максимума $t=3$, находим, что абсциссе $k_м=I_м/I_{ср}=2$ соответствует ордината $k_н=I_н/I_{ср}=1{,}63$. Следовательно, $I_н=1{,}63I_{ср}=1{,}63\cdot322=525$ А, откуда $P_н=11\,000\cdot525\cdot\sqrt{3}\cdot10^{-3}=10\,000$ кВ·А. При выборе мощности трансформаторов следует руководствоваться § I-2-37 ПУЭ, согласно которому допускается послеаварийная перегрузка трансформаторов на 40% на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 ч в течение не более 5 сут. При этом коэффициент заполнения суточного графика нагрузки трансформатора α в условиях его перегрузки должен быть не выше 0,75, т. е.

должно быть выдержано соотношение

$$\alpha = \frac{I_{ср}}{I_м} = \frac{I_{ср}}{1{,}4I_{нт}} = \frac{S_{ср}}{1{,}4S_н} \leqslant 0{,}75$$

или

$$S_{ср} \leqslant 0{,}75 \cdot 1{,}4S_н \leqslant 1{,}05S_н. \qquad (8\text{-}1)$$

Следовательно, в указанных послеаварийных условиях превышение среднесуточной нагрузки трансформатора над его номинальной мощностью допускается не более 5%.

Ниже приведено несколько примеров выбора трансформаторов с учетом указанного соотношения.

Пример 1. Максимальная нагрузка цеховой подстанции составляет 1350 кВ·А. Продолжительность максимума не превышает 6 ч. Преобладают потребители 1-й и 2-й категорий. Поэтому выбраны два трансформатора мощностью по 1000 кВ·А. Каждый из них при нормальном режиме будет нагружен в период максимума на $\frac{1350}{2 \cdot 100} \cdot 100 = 67{,}5\%$. Среднесуточная нагрузка составляет 1070 кВ·А.

Среднесуточная нагрузка 1070 кВ·А несколько превысит допустимое по условию (8-1) значение $1{,}05S_н = 1050$. Но это превышение такое незначительное, что можно считать мощность трансформатора удовлетворяющей и этому условию, особенно если продолжительность максимума меньше 6 ч.

При среднесуточной нагрузке, превышающей указанное значение, или продолжительности максимума, превышающей 6 ч, трансформатор 1000 кВ·А не удовлетворяет условиям ПУЭ. В этом случае возможно несколько решений:

1) перейти на следующую большую мощность, что, вообще говоря, нежелательно по ряду причин, и в частности, вследствие возрастания тока короткого замыкания на низшем напряжении;

2) перераспределить излишнюю нагрузку между соседними подстанциями;

3) установить дополнительную подстанцию;

4) предусмотреть отключение части неответственных нагрузок на время послеаварийного режима.

Пример 2. Максимальная нагрузка цеховой подстанции 580 кВ·А. Для обеспечения нагрузок 1-й категории предусмотрена связь на вторичном напряжении с соседней подстанцией для взаимного резервирования нагрузок 1-й категории, рассчитанная на передачу мощности 170 кВ·А. Среднесуточная нагрузка на данной подстанции составляет 480 кВ·А; выбран один трансформатор мощностью 630 кВ·А. Коэффициент заполнения суточного графика нагрузки данной подстанции при аварии с трансформатором соседней подстанции с учетом мощности, передаваемой по перемычке, получается равным

$$\alpha = \frac{480 + 170}{1{,}4 \cdot 630} = 0{,}74,$$

что удовлетворяет условию ПУЭ.

При нормальном режиме трансформатор будет загружен в период максимума на $\frac{580 \cdot 100}{630} = 92\%$, т. е. близко к своей номинальной мощности.

При послеаварийном режиме трансформатор будет перегружен в период максимума на $\frac{580 + 170 - 630}{630} \times 100 = 19\%$, т. е. в пределах, допускаемых ПУЭ.

Что же касается среднесуточной нагрузки, то она по условию (8-1) не должна превышать $1{,}05S_н = 660$, что также удовлетворяет требованиям послеаварийного режима, если даже предположить, что передача мощности 170 кВ·А на соседнюю подстанцию будет производиться круглосуточно в течение всего послеаварийного режима на ней.

Пример 3. Максимальная нагрузка цеховой подстанции 450 кВ·А. Все электроприемники 3-й категории. Выбираем один трансформатор 630 кВ·А, который в период максимума будет загружен на 71%, что обеспечивает его экономичную работу и возможность удовлетворения прироста нагрузки. При малом числе часов использования максимума рекомендуется рассмотреть вариант с трансформатором 400 кВ·А при условии переброски части нагрузок на соседнюю подстанцию или же при перегрузке трансформатора на время максимума в соответствии с рис. 8-4, что зависит от коэффициента заполнения суточного графика, т. е. от среднесуточной нагрузки и от продолжительности максимума. Если, например, принять продолжительность максимума $t = 2$ ч и среднесуточную нагрузку 270 кВ·А, то коэффициент $\alpha = 270/450 = 0{,}6$. Тогда по рис. 8-4 можем допустить перегрузку трансформатора на время максимума на 26%, т. е. нагружать трансформатор в период максимума на $400 \cdot 1{,}26 = 510$ кВ·А. При этих условиях можно уменьшить мощность трансформатора с 630 до 400 кВ·А.

Пример 4. Максимальная нагрузка предприятия 35 000 кВ·А. Преобладают нагрузки 1-й и 2-й категорий. Выбираем две однотрансформаторные ГПП на напряжение 110/10 кВ, расположенные по принципу глубоких вводов и связанные между собой токопроводами 10 кВ, которые рассчитаны на взаимное резервирование до 90—100% (с учетом перегрузки).

Суммарная среднесуточная нагрузка по предприятию составляет 26 000 кВ·А. Выбираем по одному трансформатору мощностью 25 000 кВ·А на каждой ГПП. Коэффициент заполнения суточного графика нагрузки при послеаварийном режиме, т. е. при работе трансформатора только на одной ГПП, составляет:

$$\alpha = \frac{I_{ср}}{1{,}4I_н} = \frac{26\,000}{1{,}4 \cdot 25\,000} \approx 0{,}75,$$

что удовлетворяет условиям ПУЭ.

При послеаварийном режиме на одной из ГПП трансформатор другой ГПП будет перегружен в период максимума на $\frac{35\,000 - 25\,000}{25\,000} \cdot 100 = 40\%$, т. е. в пределах, допускаемых ПУЭ. При нормальном режиме оба трансформатора будут нагружены в период максимума на $\frac{35\,000 \cdot 100}{2 \cdot 25\,000} = 70\%$, т. е. они будут работать при экономичном режиме.

Точно такие же соотношения будут при одной двухтрансформаторной ГПП с трансформаторами такой же суммарной мощности. Если же принять следующую, меньшую по стандарту мощность трансформатора 16 000 кВ·А, то при послеаварийном режиме придется отключить часть потребителей, доведя среднюю нагрузку до 18 000 кВ·А, чтобы удовлетворить условию (8-1). Но такое снижение нагрузки нельзя допустить по условиям бесперебойности питания.

При однотрансформаторной ГПП и частичном резервировании на вторичном напряжении соотношения будут, как в примере 2. Устройство одной однотрансформаторной ГПП на предприятии при отсутствии резервирования на вторичном напряжении или от другого источника недопустимо.

Трансформаторы и автотрансформаторы допускают также аварийные перегрузки, кото-

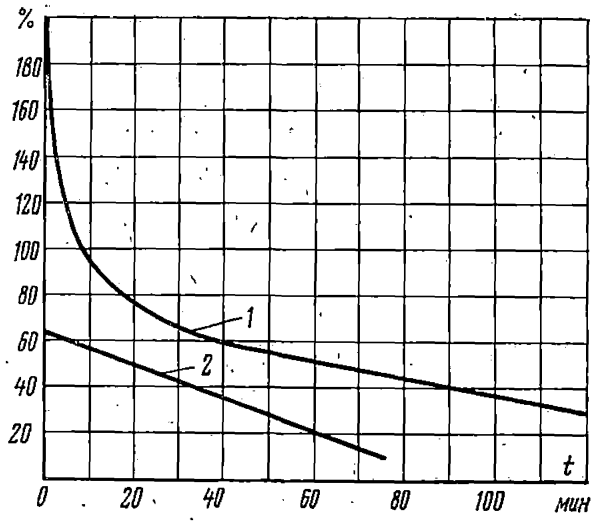


Рис. 8-8. Значение аварийных перегрузок трансформаторов с медными обмотками в зависимости от их длительности.

1 — масляные трансформаторы; *2* — сухие трансформаторы.

рые могут иметь место, например, при аварии с одним из параллельно работающих трансформаторов или при автоматическом переключении нагрузки аварийно отключившегося трансформатора на соседний трансформатор, который воспримет на себя его нагрузку. Эти перегрузки не зависят от предшествовавшего режима работы трансформатора, но они очень кратковременны и используются главным образом на время разгрузки трансформатора от второстепенных потребителей, временное отключение которых не влияет на прохождение производственного процесса предприятия. На них нельзя строить выбор мощности трансформаторов для длительной работы.

В табл. 8-1 и на рис. 8-8 приведены значения и продолжительности аварийных перегрузок масляных и сухих трансформаторов и автотрансформаторов.

Таблица 8-1

Аварийные перегрузки трансформаторов и автотрансформаторов.

Масляные с медными обмотками		Сухие с медными обмотками	
Перегрузка, %	Продолжительность перегрузки, мин	Перегрузка, %	Продолжительность перегрузки, мин
30	120	10	75
45	80	20	60
60	45	30	45
75	20	40	32
100	10	50	18
200	1,5	60	5

Трансформатор при коротком замыкании на зажимах вторичной обмотки должен выдержать без повреждений и остаточных деформаций установившийся ток короткого замыкания, не превышающий 25-кратного номинального тока вторичной обмотки. При этом длительность протекания тока короткого замыкания (в секундах) не должна превышать значения $t_к = 900/k^2$, где $k = \frac{I_к}{I_н}$ — кратность установившегося тока короткого замыкания $I_к$ в данной обмотке по отношению к номинальному току трансформатора $I_н$, но при всех условиях значение $t_к$ не должно быть более 5 с. Значение $I_к$ определяется по формуле

$$I_к = \frac{100 I_н}{U_к \left(1 + \frac{100 S_н}{U_к S_к}\right)},$$

где $S_н$ — номинальная мощность трансформатора, МВ·А; $U_к$ — напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

Более подробные дифференцированные указания по допустимым перегрузкам трансформаторов в разных условиях их работы и в зависимости от этих условий приведены в ГОСТ 14209-69 «Трансформаторы (и автотрансформаторы) силовые масляные. Нагрузочная способность».

Приведенные выше примеры показывают, что трансформаторы заводских подстанций при нормальном режиме работают в большинстве случаев с недогрузкой, так как они выбираются по условиям обеспечения питания при послеаварийном режиме, т. е. по условиям взаимного резервирования. При большом числе часов использования максимума такая недогрузка при нормальном режиме является экономически целесообразной с точки зрения уменьшения потерь электроэнергии.

Однако нельзя выбирать трансформаторы с заведомой недогрузкой, не оправдываемой их взаимным резервированием. Следует также иметь в виду, что увеличение номинальной мощности трансформатора при работе его с недогрузкой наряду с возрастанием его стоимости вызывает некоторое снижение его реактивного сопротивления и соответствующее увеличение токов короткого замыкания на вторичном напряжении. Это обстоятельство может иногда создать затруднения в выборе аппаратов, которые в ряде случаев работают на пределе (и даже выше) своей устойчивости при напряжении 380 В, а при напряжении 6—10 кВ в отдельных случаях может потребоваться усиленное реактирование или применение более дорогой аппаратуры и более крупных проводников. С этой точки зрения увеличение мощности трансформатора с 630 до 1000 кВ·А в примере 2 является нецелесообразным. С другой стороны, при малом числе часов использования максимума экономиче-

ски целесообразно использовать полностью нагрузочную способность трансформатора, выбирая его мощность минимально возможной по техническим соображениям без ущерба для сохранности трансформатора, т. е. в пределах перегрузок, допускаемых заводом. Такое положение может иметь место на предприятиях с односменной работой с преобладанием неответственных нагрузок, где требование к резервированию невелико, в частности на стройплощадках и на других временных электроустановках, а также на предприятиях с сезонной работой (торфоразработки, сахарные заводы, плодоовощные предприятия и т. п.). Однако при этом нужно учитывать, что при перегрузке трансформаторов возрастает падение напряжения в них, а это приводит к увеличению колебаний напряжения при изменениях нагрузки и утяжеляет условия для самозапуска двигателей.

В настоящее время идти на заведомую недогрузку трансформаторов, не оправдываемую взаимным резервированием, в условиях быстро растущей промышленности и колоссальной потребности в электрооборудовании нельзя, особенно если учесть, что исходные данные (значения и суточные графики нагрузок, коэффициент мощности и др.) в момент разработки проекта являются весьма ориентировочными и, как правило, завышенными и более точно выявляются при эксплуатации.

Для возможности покрытия дополнительно возникающих на данной подстанции нагрузок, а также для перехода в дальнейшем на более экономичный режим эксплуатации трансформаторов необходимо предусматривать возможность размещения в данной камере или фундаменте следующего по значению мощности трансформатора, что и делается при проектировании.

Важно соблюдать рациональную эксплуатацию трансформаторов и не допускать их работу с большой перегрузкой или недогрузкой. Отключение части трансформаторов в часы минимума нагрузок (в ночные смены, выходные дни) дает большой экономический эффект в потерях электроэнергии и в коэффициенте мощности.

г) ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ДЛЯ ПИТАНИЯ СВАРОЧНЫХ НАГРУЗОК

Предварительный выбор трансформаторов для питания машин контактной сварки производится исходя из их эффективной мощности $S_э$ (см. гл. 4). Мощность специальных трансформаторов, предназначенных для питания электросварки, имеющих пониженный $U_к$, принимается с коэффициентом их загрузки 0,7—0,8, а обычных трансформаторов с $U_к=5{,}5\%$ с коэффициентом загрузки 0,25—0,5. Наибольшие коэффициенты загрузки принимаются при установке в цехе только стыковых или шовных машин или же значительного (более 40—50) числа точечных машин контактной сварки, а наименьшие — при несблокированных многоточечных машинах или при незначительном (до 10) числе машин точечной сварки. Целесообразно увеличение единичной мощности трансформаторов, так как при большом числе подключенных к ним сварочных машин обеспечивается лучшая их загрузка. При значительных сварочных нагрузках целесообразно в отдельных случаях применять параллельную работу питающих их трансформаторов с $U_к=5{,}5\%$. Окончательный выбор мощности трансформаторов, питающих сварочную нагрузку, производится в соответствии с расчетными значениями пиковой максимальной мощности и максимальной потери напряжения.

д) ПРИМЕНЕНИЕ АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ

Для снижения стоимости понизительных подстанций и для уменьшения потерь электроэнергии на трансформацию во многих случаях целесообразно применение силовых автотрансформаторов вместо трансформаторов (например, на УРП и мощных ГПП).

Принципиальная схема соединения обмоток трехобмоточного автотрансформатора показана на рис. 8-9. Обмотка высшего напряжения (ВН), называемая последовательной обмоткой, и обмотка среднего напряжения (СН), называемая общей обмоткой, электрически связаны и имеют общую нулевую точку O. Обмотка низшего напряжения (НН) имеет электромагнитную связь и соединена в треугольник, что необходимо для устранения третьей гармоники в магнитном потоке и э. д. с.

В двухобмоточных автотрансформаторах для этой цели применяют дополнительную обмотку небольшой мощности (не менее $0{,}25S_н$), соединенную треугольником.

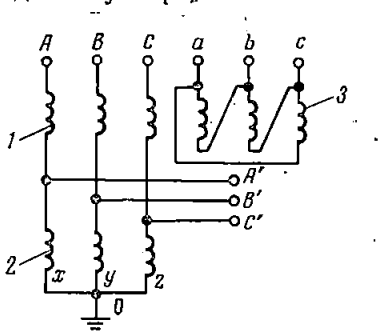


Рис. 8-9. Принципиальная схема соединения обмоток трехобмоточного автотрансформатора.
1 — последовательная обмотка ВН; *2* — общая обмотка СН; *3* — обмотка НН.

Автотрансформатор характеризуется проходной или номинальной $S_н$ и типовой $S_т$ мощностями. Номинальная мощность автотрансформатора $S_н$ определяется по следующей формуле:

$$S_н = \sqrt{3} U_{ВН} I_1,$$

где $U_{ВН}$ — напряжение обмотки ВН; I_1 — ток, проходящий в последовательной обмотке.

Типовая мощность $S_т$ является мощностью, на которую рассчитывается магнитная система автотрансформатора и которая, следовательно, отображает экономическую сторону автотрансформатора. Она определяется по формуле

$$S_т = S_н \left(1 - \frac{1}{c}\right) = \alpha S_н,$$

где $c = U_{ВН}/U_{СН}$ — коэффициент трансформации между высшим и средним напряжениями; $\alpha = \frac{S_т}{S_н} = \frac{c-1}{c}$ — коэффициент выгодности применения автотрансформатора по сравнению с трансформатором.

Из приведенной формулы вытекает, что чем меньше коэффициент трансформации c, тем меньше значение α и тем выгоднее применение автотрансформаторов. Следовательно, они наиболее целесообразны для связи сетей с близкими напряжениями, например 220 и 330 кВ, 150 и 220 кВ, 110 и 150 кВ. В этих случаях типовая мощность автотрансформатора $S_т$ равняется примерно 30% проходной мощности. При трансформации с 220 на 110 кВ применение автотрансформаторов дает снижение типовой мощности примерно наполовину. И даже при соотношении напряжений 400/110 кВ получается экономия 27%, т. е. типовая мощность получается равной 73% проходной.

Для связи между системами 110 и 35 кВ автотрансформаторы не применяются. Во-первых, это невыгодно, так как коэффициент выгодности равняется:

$$\alpha = \frac{c-1}{c} = \frac{\frac{110}{35} - 1}{\frac{110}{35}} = \frac{3{,}15 - 1}{3{,}15} = \frac{2{,}15}{3{,}15} = 0{,}68;$$

а во-вторых, системы 110 и 35 кВ имеют разные режимы работы нейтралей. В сетях 110 кВ нейтраль заземлена, а в сетях 35 кВ изолирована.

При применении автотрансформаторов 220/110/10 кВ удельная экономия меди (кг/кВ·А) по сравнению с трансформаторами составляет примерно 15—25%, экономия активной стали — в пределах 50—60%, а полная масса автотрансформатора примерно в 1,5 раза меньше. Суммарные потери электроэнергии уменьшаются на 30—35%.

Наряду с указанными преимуществами система электроснабжения с применением автотрансформаторов имеет неудобства и недостатки. Непосредственное электрическое соединение сетей высшего и среднего напряжений обусловливает возможность перехода перенапряжений из одной сети в другую. Поэтому для предотвращения повреждений изоляции обмоток автотрансформатора на выводах среднего и высшего напряжений устанавливаются вентильные разрядники. Автотрансформаторы могут применяться только в сетях с заземленной нейтралью. Это объясняется тем, что при отсутствии заземления нейтрали и замыкании на землю одной фазы в сети высшего напряжения напряжение двух других фаз среднего напряжения повысится относительно земли до недопустимого значения. Имеются некоторые неудобства в регулировании напряжения. Пропускная способность отдельных обмоток ограничена при разных режимах работы автотрансформаторов.

Автотрансформаторы имеют меньшую реактивность, чем обычные силовые трансформаторы, и поэтому в меньшей степени ограничивают токи короткого замыкания во вторичной сети.

е) РЕЗЕРВИРОВАНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ

На двухтрансформаторной подстанции мощность трансформаторов выбирается исходя из необходимости взаимного их резервирования таким образом, чтобы при выходе из работы одного из них второй воспринял бы на себя всю нагрузку подстанции с учетом допустимой перегрузки при послеаварийном режиме и возможного временного частичного отключения потребителей 3-й категории по заданному графику.

На однотрансформаторных подстанциях при наличии взаимного резервирования на вторичном напряжении мощность трансформаторов выбирается исходя из значения этого резервирования также с учетом допустимой послеаварийной перегрузки после выхода из работы трансформатора соседней подстанции и включения резервной перемычки. В обоих случаях мощность трансформаторов выбирается по нагрузке при послеаварийном режиме. На однотрансформаторных подстанциях без связей на вторичном напряжении мощность трансформатора выбирается по максимальной нагрузке при рабочем режиме. Предусматривается централизованный передвиж-

ной так называемый «складской» резерв для быстрой замены выбывшего трансформатора. Резервный трансформатор должен находиться в постоянной готовности к доставке на место и к включению. При хорошей эксплуатации для замены цехового трансформатора складским резервом, находящимся на данном предприятии, требуется не более 3—4 ч при постоянной готовности резервного трансформатора. Вопрос о складском резервировании трансформаторов на КТП значительно сложнее. Во-первых, число резервных трансформаторов удваивается, так как трансформаторы КТП имеют «правое» и «левое» исполнение. Во-вторых, невозможно применить один резервный трансформатор на две смежные мощности, не говоря уже об отсутствии пока полной унификации исполнения КТП разными заводами. Эти обстоятельства затрудняют и удорожают, а следовательно, ограничивают складское резервирование, но все же полностью от него отказываться нельзя. Поэтому при определении необходимости складского резерва трансформаторов при применении КТП нужно исходить из величины предприятия и общего числа установленных на нем КТП; требуемой степени бесперебойности электроснабжения; наличия или отсутствия резервных связей и перемычек на стороне низшего напряжения. Нужно учитывать также, что трансформаторы КТП имеют повышенную надежность по сравнению с обычными трансформаторами, как это вытекает из официальных гарантий заводов, что позволяет в известной степени ограничить складской резерв. Схему электроснабжения нужно строить таким образом, чтобы число резервных трансформаторов КТП было минимальным. Необходимо свести до минимума число типоразмеров КТП на предприятии, что целесообразно также и с точки зрения эксплуатации. На однотрансформаторных КТП при относительно небольшой (до 20—30%) мощности нагрузок, требующих бесперебойного питания, следует предусматривать перемычки на стороне низкого напряжения между соседними КТП для взаимного резервирования, и тогда складской резерв можно не предусматривать. Эти перемычки целесообразны также с точки зрения наиболее экономичной работы системы электроснабжения в периоды малых нагрузок. На двухтрансформаторных КТП с трансформаторами, выбранными с соответствующим запасом мощности для взаимного резервирования, складской резерв также можно не предусматривать. Во всех прочих случаях число резервных трансформаторов КТП, хранящихся на складе, как правило, не должно превышать двух типоразмеров (правое и левое исполнение). Следовательно, основным способом резервирования цеховых трансформаторов является взаимное резервирование при постоянно готовом к включению складском резерве. Находящийся на складе резервный трансформатор должен подвергаться периодическим осмотрам и ревизиям, как и работающие трансформаторы.

Все трансформаторы должны находиться под нагрузкой, кроме праздничных дней или ночных смен, когда часть из них отключается. Специальных нормально неработающих резервных трансформаторов, т. е. так называемого «холодного резерва», не устанавливается, за исключением очень редких случаев. В этих случаях резервный трансформатор пломбируется, чтобы не платить энергосистеме за установленную мощность.

Вопрос резервирования крупных трансформаторов 110—220 кВ на ГПП и ПГВ предприятий гораздо сложнее, чем небольших цеховых трансформаторов, так как очень трудно осуществить надежный передвижной резерв, а оставлять большую часть предприятия без питания на длительное время невозможно. Наилучшим и наиболее экономичным решением является использование централизованного (передвижного) резерва энергосистемы на договорных началах. Об этом следует договариваться при получении технического задания на присоединение предприятия. Значительно реже могут быть использованы трансформаторы соседнего крупного предприятия в порядке кооперирования и взаимного резервирования. Для замены крупных трансформаторов резервным трансформатором требуется значительное время даже при хорошо налаженной эксплуатации. Особые трудности появляются при удаленности предприятия от мощной энергосистемы или от другого крупного предприятия или при невозможности кооперирования с ними в отношении резервирования трансформаторов, а также при транспортных затруднениях из-за характера местности и т. п. Вообще необходимо отметить, что резервирование при помощи мощных передвижных трансформаторов 110 кВ, к сожалению, еще не нашло широкого применения не только на промышленных предприятиях, но даже и в энергосистемах. Передвижные трансформаторы должны поставляться на специальных платформах, готовыми для подключения к шинам первичного и вторичного напряжений. Должно быть предусмотрено снятие трансформатора со своей платформы в тех случаях, когда это необходимо для присоединения его к ошиновке.

Поэтому трансформаторы ГПП обычно выбираются так, чтобы при выходе из работы

наиболее мощного из них остальные обеспечили работу предприятия на время замены выбывшего трансформатора с учетом возможного ограничения нагрузки, без ущерба для основной деятельности предприятия и с использованием связей по вторичному напряжению с соседними подстанциями и других возможных источников резервирования. Степень резервирования зависит от рода промышленности, сменности работы предприятия, характера графика нагрузки и других факторов. Эти данные являются основным критерием для определения резервирования.

С учетом сказанного мощность трансформаторов следует выбирать таким образом, чтобы при отключении одного из них оставшиеся в работе обеспечивали полное резервирование нагрузок 1-й категории и «особой» группы и примерно 70—80% основных (см. п. 2.9 в [Л. 1-3]) нагрузок 2-й категории.

В практике института Тяжпромэлектропроект приняты следующие ориентировочные критерии для определения степени загрузки трансформаторов двухтрансформаторных подстанций при нормальном режиме их работы: 50—60% при значительных нагрузках 1-й категории и «особой» группы; 60—65% при преобладании нагрузок 2-й категории; 75% при преимущественной нагрузке 3-й категории. При отсутствии точных сведений о режиме работы трансформатора и других упомянутых данных степень загрузки трансформаторов ГПП и ПГВ при нормальном режиме можно ориентировочно на первых стадиях проектирования принимать в следующих пределах исходя из их взаимного резервирования:

для металлургических заводов и машиностроительных заводов	70—75%
для химических и нефтехимических заводов	50—70%
для прочих отраслей в зависимости от факторов, перечисленных выше	60—80%

Для экономичного решения вопросов резервирования нужно исходить из того, что время ревизии и ремонта трансформаторов, как правило, приурочивается к ремонту основного технологического оборудования. Если же и произойдет в отдельных случаях несовпадение этих ремонтов, то можно допустить ограничение питания неответственных потребителей.

На крупных предприятиях черной и цветной металлургии, химии и др. можно в виде исключения применить специальный передвижной резерв трансформаторов 110—220 кВ, если будут исчерпаны другие более экономичные способы и средства резервирования и если стоимость специального резерва будет меньше тех убытков, которые могут произойти от простоев производства при аварии с рабочим трансформатором.

Обследования показали, что фактическая загрузка трансформаторов в ряде случаев оказывается меньше расчетной, в результате чего трансформаторы работают с недогрузкой, иногда значительной. Это необходимо учитывать при определении степени резервирования и выборе мощности трансформаторов путем тщательного и правильного выбора расчетных коэффициентов с учетом изменения технологии производства, а также путем проверки полученных результатов по удельным расходам электроэнергии.

8-3. СХЕМЫ ПОДСТАНЦИЙ

а) ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ КОММУТАЦИОННЫХ АППАРАТОВ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИХ ПРИМЕНЕНИЮ

Ниже приводятся краткие принципиальные сведения и указания по применению коммутационных аппаратов на подстанциях промышленных предприятий в той мере, в какой они необходимы для принятия основных решений при проектировании схем электроснабжения и подстанций промышленных предприятий. Подробные технические данные и габариты электрооборудования берутся из соответствующих справочников, каталогов и заводских информационных материалов.

Основными коммутационными аппаратами на подстанциях являются силовые масляные и безмасляные выключатели. В целях экономии дорогих и дефицитных выключателей наряду с последними применяются также отделители, короткозамыкатели и стреляющие предохранители на подстанциях 35—220 кВ. В электрических цепях небольшой мощности напряжением 6—10 кВ устанавливаются простейшие коммутационные аппараты — выключатели нагрузки и токоограничивающие предохранители. На вторичном напряжении подстанций 6—10 кВ применяются автоматы и рубильники.

Силовые выключатели. Силовые выключатели рассчитаны на отключение рабочих токов при нормальном режиме и токов короткого замыкания при аварийном режиме в пределах технических параметров, установленных для них заводом-изготовителем.

На подстанциях промышленных предприятий наиболее часто применяются выключатели в диапазоне напряжений 6—110 кВ. На приемных подстанциях крупных энергоемких предприятий применяются также выключатели и на более высокие напряжения в зависимости от напряжения питающих линий.

В распределительных устройствах 6 и 10 кВ наибольшее применение находят горшковые маломасляные выключатели, так как по своим техническим и конструктивным параметрам они больше всего подходят для подстанций промышленных предприятий и позволяют наиболее успешно применять комплектные конструкции распределительных устройств, удобно встраиваются в камеры КРУ, КСО и др.

Горшковые масляные выключатели изготовляются следующих типов:

1. ВМП-10 на номинальный ток до 3000 А, что позволяет применять их на крупных вводах линий и на вторичной стороне относительно мощных трансформаторов; их отключаемая мощность 350 МВ·А.

2. ВМППЭ-10/500 на номинальный ток до 3200 А, отключаемую мощность 500 МВ·А и отключаемый ток 29 кА, что дает возможность применять их в мощных сетях 6—10 кВ без реактирования и тем самым уменьшить колебания и отклонения напряжения в этих сетях.

3. ВМПП-10/350 и ВМПЭ-10/350 со встроенными или, вернее, пристроенными к ним пружинными или электромагнитными приводами. Такое органическое сочетание выключателей с приводами обеспечивает более надежную работу последних, особенно пружинных приводов, что подтвердили производственные испытания.

4. ВМГ-10 на номинальные токи 630 и 1000 А, отключаемую мощность 350 МВ·А, отключаемый ток 20 кА. Выпускается вместо снятого с производства ранее очень распространенного выключателя ВМГ-133 и имеет лучшие технические параметры, меньшую высоту и ширину, меньшую общую массу и массу масла; встраивается в типовую камеру КСО272 вместо прежнего ВМГ-133.

Кроме горшковых масляных выключателей, на напряжение 6—10 кВ изготовляются:

1. Вакуумные выключатели на номинальные токи 200 и 320 А и предельные токи отключения 400 и 2000 А.

Основным элементом этого выключателя является вакуумная дугогасительная камера (ВДК), в которой происходят раздвижение дугогасящих контактов и гашение дуги. Преимуществами вакуумного выключателя являются:

высокая электрическая прочность вакуума и быстрое восстановление электрической прочности между подвижными и неподвижными контактами при разрыве цепи;

быстродействие и большой срок службы, допускающий большое число отключений номинального тока без замены камеры;

малые габариты, бесшумность работы, удобство обслуживания.

Вакуумные выключатели пригодны для частых операций, имеющих место в электропечных установках, конденсаторных батареях и др.

Недостатки вакуумного выключателя заключаются в невысоких параметрах по отключаемым и номинальным токам и большой стоимости. Они применяются с предвключенными предохранителями, как и выключатели нагрузки. По указанным причинам они пока находят ограниченное применение.

2. Выключатели с электромагнитным дутьем типа ВЭМ-10 на номинальные напряжения 6 и 10 кВ, номинальный ток до 1000 А и номинальную отключаемую мощность 350 МВ·А. Они так же, как и вакуумные выключатели, пригодны для электроустановок с частыми коммутационными операциями.

При больших мощностях короткого замыкания, а также при больших рабочих токах применяются шестицилиндровые (по два бака на фазу) горшковые выключатели типа МГГ-10 с номинальным током до 4000 А и отключаемой мощностью до 450 МВ·А при напряжении 6 кВ и до 750 МВ·А при напряжении 10 кВ. Они устанавливаются главным образом на вводах 6—10 кВ от мощных трансформаторов и между секциями сборных шин 6—10 кВ. Для мощных подстанций с большими токами короткого замыкания применяются горшковые генераторные выключатели типа МГ-10 с номинальным током 5000 А и мощностью отключения 1800 МВ·А. В некоторых случаях необходимо применение еще более мощных выключателей МГ-20 на номинальное напряжение до 20 кВ, номинальный ток 6000 А и номинальную отключаемую мощность 3000 МВ·А с приводом ПС-31.

На напряжение 35 кВ изготовляются выключатели:

С-35 на номинальный ток 630 А и ток отключения 10 кА;

МКП-35 на номинальный ток 1000 А и ток отключения 24,7 кА;

ВМП-35 на номинальный ток 1000 А и ток отключения 8,25 кА;

ВМПЭ-35Э на номинальный ток 1000 А и ток отключения 16,0 кА;

ВМК-35 на номинальные токи 630 и 1000 А и мощности отключения 500, 1000 и 1500 МВ·А;

У-35 на номинальный ток 2000 А и ток отключения 41,2 кА;

ВВУ-35 воздушные на номинальный ток 2000 и 3200 А и ток отключения 40 кА.

Приводы электромагнитные, выключатель ВМК имеет исполнение с электромагнитными, пружинными и пневматическими приводами.

Имеются исполнения этих выключателей с усиленной (индекс У) внешней изоляцией класса Б.

Выключатели ВМ-35, ВМД-35, ВБ-35, ВБД-35 сняты с производства как несоответствующие ГОСТ 687-67.

Наиболее широкое применение на промышленных предприятиях найдут выключатели типа С-35. На мощных подстанциях с большими токами короткого замыкания и рабочими токами применяются выключатели МКП-35 или воздушные выключатели. Последние в тех случаях, когда на стороне 110 или 220 кВ данной подстанции применены воздушные выключатели.

На напряжение 110 кВ и 220 кВ изготовляются выключатели:

МКП-110 масляный на напряжение 110 кВ, номинальные токи 630 и 1000 А и номинальную мощность отключения 3500 и 5000 МВ·А;

ВМК-110 масляный на напряжение 110 кВ, номинальный ток 2000 А и номинальную мощность отключения 2500 МВ·А. Выпускается взамен снятого с производства горшкового масляного выключателя типа МГ-110;

У-110-8 масляный на напряжение 110 кВ, номинальный ток 2000 А и номинальную мощность отключения 8000 МВ·А;

У-220-10 масляный на напряжение 220 кВ, номинальные токи 1000 и 2000 А и номинальную мощность отключения 10 000 МВ·А;

ВВН-110 воздушный на напряжение 110 кВ, номинальный ток 2000 А и номинальную мощность отключения 6 000 МВ·А.

ВВН-220 воздушный на напряжение 220 кВ, номинальный ток 200 А и номинальную мощность отключения 10 000 МВ·А.

Воздушные выключатели имеют исполнения: с усиленной изоляцией (класса Б), морозостойкое с закрытыми отделителями, а также тропическое.

Наибольшее применение из перечисленных выключателей на промышленных предприятиях найдут выключатели типов ВМК и МКП.

Воздушные выключатели дороже масляных, ежегодный расход на их ремонт и общие ежегодные затраты на их эксплуатацию значительно выше, чем на масляные выключатели. Воздушные выключатели менее надежны, чем масляные; их удельная повреждаемость значительно выше масляных; они не всегда удовлетворяют условиям отключения при больших скоростях восстанавливающегося напряжения, имеющих место при неудаленных коротких замыканиях.

Примечание. Неудаленным коротким замыканием является короткое замыкание в зоне примерно 0,5—5,0 км от шин подстанции с большим током короткого замыкания.

Для электропечных подстанций необходимы выключатели, выдерживающие частые операции. В зависимости от требуемой отключаемой мощности на этих подстанциях могут быть применены воздушные выключатели типов ВВП-10 и ВВП-35, выключатели с электромагнитным дутьем типа ВЭМ-10 или же вакуумные выключатели, если они подходят по своим параметрам. При применении для электропечных трансформаторов воздушных выключателей целесообразно для единообразия принять на данной подстанции и все остальные (не печные) выключатели воздушными, так как все равно потребуются компрессорная установка и воздушная сеть для электропечных выключателей. При этом воздушные выключатели типа ВВН-35 могут быть применены для трансформаторов мощностью не более 40 МВ·А.

Так как еще нет полной уверенности в надежной работе упомянутых выключателей при частых операциях, то для крупных дуговых электропечей ответственного назначения с круглосуточной работой в отдельных случаях применяется резервирование выключателей с одним общим резервным выключателем и с обходной шиной. При недостаточной отключаемой мощности печных выключателей применяется также схема, при которой выключатель, установленный непосредственно у печи, является чисто оперативным, а аварийные короткие замыкания отключает выключатель, установленнный в начале линии. Для увеличения надежности выключателей в электропечных установках до выпуска специальных типов можно рекомендовать выбор их на повышенный рабочий ток там, где это возможно по параметрам выключателей и установки.

Необходимо отметить, что малообъемные выключатели всех напряжений имеют ряд принципиальных преимуществ по сравнению с баковыми выключателями: меньшие размеры, меньшая масса, меньшее количество масла и, следовательно, меньшая пожароопасность, простота эксплуатации, так как для ревизии и ремонта контактов и гасительных камер не требуется вскрытия бака и слива масла. По сравнению с воздушными выключателями преимуществом малообъемного выключателя является меньшая зависимость дугогашения от частоты восстановления напряжения: они меньше боятся неудаленных коротких замыканий.

Производится разработка [Л. 1-14] бесконтактных выключателей на базе тиристоров. Фаза такого выключателя состоит из группы тиристоров, включенных последовательно, параллельно и встречно-параллельно. Важнейшими преимуществами бесконтактного выключателя являются быстродействие (включение

10—100 мкс; отключение 0,2—10 мкс) и ограничение тока короткого замыкания при помощи устройства искусственной коммутации (ИК), исключительная пригодность для частых коммутаций. Наличие бесконтактных выключателей значительно облегчит решение многих вопросов электроснабжения. Однако рассчитывать на их широкое применение в ближайшее время нельзя, так как бесконтактные выключатели на напряжение 6—10 кВ еще только заканчиваются разработкой, а на напряжение до 1000 В пока находятся в эксплуатации только опытные образцы.

Приводы выключателей. Номинальная коммутационная способность выключателей является одним из основных параметров. Однако она зависит не только от конструктивных особенностей контактной системы выключателей, но и от типа привода и от времени действия релейной защиты. Чем меньше время действия защиты, тем больше коммутационная способность выключателей.

В эксплуатации выявился ряд аварий с выключателями 6—10 кВ, которые явились следствием того, что их приводы не развивают необходимой скорости при включении. Особенно это относится к ручному приводу ПРБА, а также в известной степени и к пружинным приводам, в частности к приводу ППМ-10. Уже при выдержке времени защиты 0,5 с отключающая способность выключателя ВМП-10 при применении привода ППМ уменьшается до 10—15 кА по сравнению с 20 кА по каталогу.

Конструкция приводов ППМ-10 подвергается модернизации и улучшению. Приводы ППМ-10 не рекомендуется применять на присоединениях к электроприемникам с частыми включениями и отключениями: электропечи, электродвигатели с частыми пусками и т. п.

Пружинные приводы ПП-67 Рижского завода Латвэнерго имеют лучшие характеристики, чем ППМ-10, особенно при наличии на линиях защит с выдержкой времени. Энергосистемы рекомендуют применение этих приводов, но их выпуск не обеспечивает потребности. В выкатных камерах завода «Электрощит» и в стационарных камерах типа КСО применяются приводы ПП-67.

Наиболее надежными являются пружинные приводы, встроенные в выключатель, изготовляемые Ровенским заводом высоковольтной аппаратуры.

В связи с недостаточной надежностью пружинных приводов значительно увеличилось применение электромагнитных приводов, в частности:

а) для электроустановок, питающих ответственные электроприемники 1-й и 2-й категорий с частыми (несколько раз в сутки) операциями выключателей (электропечи, электродвигатели и др.);

б) для особо ответственных электроустановок 1-й категории (например, насосные станции доменных цехов) независимо от частоты операций;

в) независимо от значения тока короткого замыкания при наличии аккумуляторной батареи в реконструируемых установках или при возможности использования аккумуляторной батареи, необходимой для других целей в новых установках.

Указания о применении оперативного тока для приводов выключателей приведены в гл. 10.

Разъединители, отделители, короткозамыкатели. Разъединители применяются в основном для снятия напряжения с отключенной выключателем электрической цепи. Ошибочное отключение разъединителя под током может привести к аварии на подстанции и к несчастным случаям с людьми. Поэтому между силовым выключателем и разъединителем данной цепи предусматривается механическая или электромагнитная блокировка, не допускающая отключения разъединителя при включенном выключателе.

Отделителем можно автоматически отключать и вручную, приводом включать силовые трансформаторы или участки сети напряжением выше 1000 В при отсутствии в них нагрузочного тока, т. е. так же, как и при оперировании разъединителем.

Кроме снятия напряжения с обесточенного участка или элемента цепи, правила допускают включение и отключение разъединителями и отделителями небольших токов, к числу которых относятся:

зарядные токи сборных шин, оборудования и кабельных линий напряжением до 10 кВ включительно и длиной до 10 км, а также зарядные токи воздушных линий электропередачи, значение которых зависит от их длины и напряжения;

токи замыкания на землю, не превышающие 5 А на линиях напряжением 20—35 кВ и 30 А на линиях напряжением 10 кВ и менее;

токи холостого хода силовых трансформаторов в зависимости от их мощности и напряжения, а также от способа установки разъединителей и отделителей и от расстояния между их фазами (см. ниже).

При помощи разъединителей можно выполнить также следующие операции:

заземление и разземление нейтралей силовых трансформаторов;

отключение и включение дугогасящих катушек при отсутствии в сети замыкания на землю;

отключение и включение обходных разъединителей, если шунтируемый ими выключатель включен;

отключение и включение измерительных трансформаторов напряжения.

Для отключения и включения холостого хода трансформаторов применяются преимущественно разъединители и отделители горизонтальной установки с управлением от любого привода: ручного, электрического, пружинного, пневматического. Разъединители вертикальной установки нельзя применять для трансформаторов на напряжение 110 кВ, а при напряжении 35 кВ можно только при мощности менее 1000 кВ·А. Над приводами разъединителей и отделителей, отключающих холостой ход трансформаторов мощностью 10 000 кВ·А и выше, сооружается козырек или навес нужных размеров из негорючего материала для защиты оператора от светового воздействия дуги, возникающей при отключении.

Включение трансформаторов лучше выполнять разъединителями, так как для ручного включения отделителей приводом ШПО требуется значительное усилие, поэтому операция происходит медленно, а это может привести к возникновению значительной дуги при сближении контактов. Отключение же производится отделителями. В этом случае защитные козырьки над приводами разъединителей делать не нужно, так как последние не разрывают ток холостого хода трансформаторов.

Ниже приведены токи холостого хода трансформаторов при 105% номинального напряжения, которые можно отключать горизонтально-поворотными разъединителями и отделителями наружной установки в зависимости от расстояния между фазами:

Номинальное напряжение, кВ	35	110	220
Минимальное расстояние между фазами, м	1,0—1,2; 2,0	2,5; 3,0; 3,5	5,0; 6,8
Максимальный отключаемый ток холостого хода трансформатора; А	2,3; 11,0	2,0; 10,0; 14,5	8,0[1] 17,0[1]
Мощности этих трансформаторов, МВ·А	1,8; 20,0	5,6; 31,5; 40,5 (60!)	— —

[1] При магнитопроводах из холоднокатаной стали.

Ток холостого хода трансформаторов с магнитопроводами из холоднокатаной стали меньше, чем при магнитопроводах из горячекатаной стали. Поэтому мощности трансформаторов с магнитопроводами из холоднокатаной стали, которые можно отключить отделителями и разъединителями, соответственно выше.

Указанные выше расстояния между фазами увеличены по сравнению с заводским исполнением разъединителей для того, чтобы образующаяся при отключении тока холостого хода электрическая дуга не перебросилась на соседние фазы и не возникло короткое замыкание. Чем больше расстояние между фазами, тем больший ток холостого хода можно отключить. Если же нельзя увеличить расстояния между фазами, например, на действующих подстанциях или по условиям общей компоновки подстанции, то разъединителями типа РЛН можно отключать токи холостого хода трансформаторов мощностью только до 15 000 кВ·А при напряжении 110 кВ и мощностью до 3200 кВ·А при напряжении 35 кВ, т. е. меньшие, чем указано выше.

Вертикально рубящие разъединители наружной установки типа РОНЗ и РЛНЗ на 220 кВ могут отключить такие же токи холостого хода, как и горизонтально-поворотные, но при расстоянии между фазами на 1 м меньше указанных выше для отделителей и разъединителей того же напряжения.

Отключение отделителями тока холостого хода трансформаторов можно облегчить, если после снятия нагрузки перевести трансформатор в режим недовозбуждения, т. е. так установить переключатель ответвлений, чтобы подводимое напряжение было выше номинального напряжения данного ответвителя. Снижение возбуждения на 10% позволяет уменьшить намагничивающий ток примерно на 45%. Это уменьшит вероятность дуговых замыканий при оперировании отделителями и в некоторых случаях позволит не увеличивать расстояние между их фазами по сравнению с указанным заводом-изготовителем.

Перед применением разъединителей для отключения намагничивающего тока 12—17 А нужно проверить работу приводного механизма, время включения и отключения и усилия, требующиеся для оперирования.

Отключение тока холостого хода трансформаторов большей мощности, чем указано выше, можно было бы выполнить после кратковременного снятия напряжения с данной подстанции при помощи выключателя, установленного на головном участке питающей линии, с последующим быстрым его восстановлением. Но такие операции нельзя рекомендовать для широкого применения на линиях с большим числом подстанций, так как для отключения одного трансформатора приходится, хотя и кратковременно, нарушать питание всех подстанций, подключенных к данной линии, что нежелательно, а в некоторых случаях и недопустимо.

Новые элегазовые отделители типов ОЭ-110 и ОЭ-220 разработаны на номинальные напряжения 110 и 220 кВ и номинальный ток 1000 А. Предельный ток короткого замыкания (амплитуда) 70 кА. Время отключения 0,15 с, включения 0,2 с. Основное отличие этих отделителей от обычных отделителей с открытыми кон-

тактами заключается в том, что их контакты закрыты. Они заключены в оболочку, заполненную элегазом. Это в принципе значительно повышает их надежность. Но, к сожалению, элегазовые отделители, как и обычные, имеют внешнюю изоляцию только класса А.

Трехполюсными разъединителями наружной установки на напряжение 6—10 кВ с механическим приводом можно отключать и включать ток холостого хода силовых трансформаторов мощностью до 630 (750) кВ·А включительно.

В закрытых распределительных устройствах напряжением 110 кВ стандартными отделителями типа ОД-110 разрешается отключать и включать намагничивающий ток силовых трансформаторов 110 кВ, не превосходящий 15 А при расстоянии между полюсами отделителей 2 м. Это соответствует мощности трансформатора 40,5 МВ·А с магнитопроводом любого исполнения и мощности трансформатора 60 МВ·А с магнитопроводом из холоднокатаной стали.

При этом должны быть соблюдены следующие условия.

Расстояние в свету по вертикали от полюсов отделителей до расположенных над ними заземленных токоведущих частей предусматривается не менее 3 м. Подвод шин к отделителю должен быть горизонтальным или с подъемом.

Отключение отделителя производится дистанционно при отсутствии людей в помещении, где он установлен, и при закрытых дверях и окнах во избежание сквозняка и отклонения дуги.

Трехполюсными разъединителями внутренней установки рубящего типа на напряжение 6—25 кВ при вертикальном и наклонном расположении при установке их в закрытом распределительном устройстве можно отключать и включать механическими приводами токи холостого хода трансформаторов до 4,5 А при напряжении 6 кВ и до 2,5 А при напряжении 10 и 35 кВ. Это соответствует мощностям трансформаторов 560 (630) кВ·А при 6 кВ, 400 кВ·А при 10 кВ и 1800 (1600) кВ·А при 35 кВ. Эти токи и мощности являются максимальными при 105% номинального напряжения и при условии соблюдения следующих расстояний от разъединителя:

Напряжение, кВ	6	10	35
Расстояние от крайней фазы до заземленных конструкций и частей здания, см	17	20	34
Расстояние по вертикали от открытого ножа до вышерасположенных токоведущих частей или до перекрытия здания, см	43	49	116

Остальные расстояния должны быть не менее указанных в ПУЭ. Эти расстояния нельзя уменьшить, так как при этом соответственно снижаются приведенные выше токи холостого хода, отключаемые разъединителями. Если же необходимо увеличить ток холостого хода, отключаемый разъединителями, то между их фазами нужно устанавливать изолирующие перегородки из генитакса, винипласта и аналогичных материалов толщиной не менее 4 мм.

Для безопасной работы между разъединителем и приводом нужно устанавливать щиток, если они не отделены друг от друга перегородками. Отключение и включение разъединителей нужно выполнять быстро и без задержки в процессе операции.

Однополюсными разъединителями рубящего типа внутренней установки можно отключать при помощи штанги максимальные намагничивающие токи трансформаторов при 105% номинального напряжения до 4,5 А при напряжении 6 кВ и до 2,5 А при напряжении 10 кВ, что соответствует мощностям трансформаторов 560 (630) и 400 кВ·А соответственно. При этом расстояния между осями фаз разъединителей должны быть не менее 24 см при напряжении 10 кВ. Расстояния от разъединителей до заземленных конструкций и до частей, находящихся под напряжением, должны быть не менее 24 см при напряжении 6 кВ и 28 см при напряжении 10 кВ.

Короткозамыкатель предназначен для создания искусственного короткого замыкания, однополюсного или двухполюсного, при внутренних повреждениях силовых трансформаторов с целью их отключения выключателем, установленным на питающем конце линии в результате действия ее защиты.

Элегазовые короткозамыкатели типов КЭ-110 и КЭ-220 имеют напряжения 110 и 220 кВ, предельный ток короткого замыкания (амплитуда) 70 кА, время включения 0,15 с, отключения 0,2 с.

В сетях 110—220 кВ с заземленной нейтралью достаточно установить короткозамыкатель только на одной фазе. В сетях 35 кВ с изолированной нейтралью необходима установка короткозамыкателей в двух фазах.

Не рекомендуется применять короткозамыкатели на приемных подстанциях, если на питающих эти подстанции линиях энергосистемы или на узловых подстанциях данного предприятия установлены воздушные выключатели. Дело в том, что воздушные выключатели боятся отключения «неудаленных» (примерно 0,5—5* км) коротких замыканий вследствие большой скорости восстанавливающегося на-

*. Более точно расстояние можно определить по «Временным руководящим указаниям по расчету восстанавливающегося напряжения при отключении коротких замыканий», разработанным ВГПИ Энергосетьпроект.

пряжения на контактах выключателя (2—5 кВ/мкс), что может привести к повторному зажиганию дуги и вызвать аварию. А так как применение короткозамыкателей увеличивает частоту коротких замыканий, отключаемых головным выключателем на питающей подстанции, то и вероятность повреждений этих выключателей становится больше. Следует иметь в виду, что при воздушных линиях скорость восстановления напряжения больше, чем при кабельных.

Вновь разработанные элегазовые отделители и короткозамыкатели находятся пока еще только в пробной эксплуатации. Внешняя изоляция этих аппаратов (только класса А) не позволяет применять их в загрязненных зонах. Установленная на эти аппараты цена пока высокая. Эти обстоятельства ограничивают в настоящее время применение элегазовых аппаратов. Изготовляемые за рубежом отделители выпускаются с открытыми контактами (США) и элегазовые (ФРГ, Англии) на напряжение до 750 кВ. Элегазовые отделители коммутируют номинальные токи и, следовательно, являются выключателями нагрузки. Их стоимость не превосходит 30% стоимости выключателей.

Предохранители. На подстанциях напряжением 6—10 кВ малой и средней мощностей и на маломощных ответвлениях на крупных подстанциях применяются предохранители типа ПК, заполненные чистым кварцевым песком, имеющие следующие важные свойства: значительную отключаемую мощность, быстродействие при коротком замыкании (0,005—0,007 с) и токоограничение. Предохранители называются «токоограничивающими», так как при больших значениях отключаемого тока (при коротких замыканиях) проволоки плавкой вставки предохранителя плавятся и испаряются в доли полупериода, и ток прерывается, не достигнув своего предельного амплитудного значения, соответствующего условиям короткого замыкания сети при металлическом коротком замыкании, т. е. пик тока короткого замыкания «срезается».

Свойство токоограничения очень сильно сказывается при малых номинальных токах предохранителя и менее значительно при больших токах. При работе предохранителей возникают перенапряжения. Ограничение перенапряжений осуществляется благодаря применению проволоки с двумя различными диаметрами по длине. Перенапряжения ограничиваются не более чем 2,5-кратным значением рабочего напряжения. Предохранители ПК допускают многократную перезарядку патрона после срабатывания, которая производится в мастерских квалифицированным персоналом в строгом соответствии с заводской конструкцией.

Срабатывание предохранителей ПК происходит бесшумно и без выброса пламени или газов. Поэтому в них предусмотрены указатели в виде красного шарика, который выбрасывается под действием пружины, освобождающейся после расплавления плавкой вставки, и тем самым сигнализирует об аварии. Номинальные токи плавких вставок предохранителя ПК выбираются такими, чтобы не имело места ложное срабатывание предохранителя вследствие толчков тока при включении трансформаторов на «холостой ход» или на небольшую нагрузку, а также при включении электродвигателей или батарей конденсаторов. Для выполнения этого условия ток плавкой вставки выбирается соответствующей кратности по отношению к номинальному току защищаемого элемента электрооборудования, значение которой колеблется в больших пределах (1,3—4). Большая кратность соответствует меньшей мощности трансформатора или другого электроприемника. Выбор предохранителей рекомендуется производить в соответствии со следующим:

Номинальный ток защищаемой установки, А	0,5	1	2	3,0	5	8	10	15
Номинальный ток плавкой вставки предохранителя, А . . .	2	3	5	7,5	10	15	20	30
Номинальный ток защищаемой установки, А	20	30	55	70	100	145	210	300
Номинальный ток плавкой вставки предохранителя. А . . .	40	50	75	100	150	200	300	400

Предохранители ПК характеризуются номинальным током патрона. Каждый патрон предохранителя рассчитан на размещение нескольких плавких вставок разных сечений, рассчитанных на разные номинальные длительные токи. Поэтому, кроме номинального тока патрона, введено понятие номинального тока плавкой вставки. Под номинальным током предохранителя или патрона следует понимать номинальный ток предназначенной для него плавкой вставки наибольшего сечения.

Ниже приведены основные технические данные предохранителей ПК и ПКУ:

1. Напряжение, кВ	6	10	35
2. Номинальный ток патрона, А:			
а) наименьший.	7,5 (8)	7,5 (8)	10 (8)
б) наибольший	300	200 (150)	40
3. Предельный ток отключения (действующее значение), кА	30 (34)	18 (20)	5 (8,25)

4. Наибольший пик тока при отключении предельного тока по поз. *3*, кА:			
а) при наименьшем токе патрона (поз. *2а*)	6,7 (6)	5,5	1,8 (2)
б) при наибольшем токе патрона (поз. *2б*)	35	24	4,2 (5,2)
5. Трехфазная отключаемая мощность, МВ·А	200	200	200

Примечание. Цифры в скобках относятся к предохранителям типа ПКУ.

Предохранители ПК и ПКУ можно применять лишь в сетях с напряжением, соответствующим их номинальному напряжению. Применение предохранителей с номинальным напряжением, отличным (большим или меньшим) от номинального напряжения сети, не допускается.

На открытых подстанциях напряжением 10—110 кВ применяются стреляющие предохранители типов ПСН-10, ПСН-35 и ПСН-110. Мощность защищаемых предохранителями ПСН-110 трансформаторов составляет 4000 (6300) МВ · А. В закрытых помещениях предохранители ПСН ставить не допускается. Конструкция предохранителей ПСН основана на использовании дугогасящих свойств винипласта (или полихлорвинила), который выделяет газы под воздействием высокой температуры дуги, образующейся при перегорании плавкой вставки. Газы повышают давление в трубке предохранителя. Поэтому при его срабатывании получается выхлоп хлористых газов в виде выстрела и снопа пламени. Для безопасности обслуживающего персонала предусматривается специальное ограждение предохранителей. Ниже приведены технические характеристики силовых предохранителей типа ПСН:

	ПСН-10	ПСН-35	ПСН-110
Напряжение, кВ	10	35	110
Наибольший ток патрона, А . .	100	100	50
Предельный ток отключения, кА	11,5	8,25	4
Трехфазная отключаемая мощность, МВ·А	200	500	750

При применении предохранителей ПСН-35—ПСН-110 трудно обеспечить селективность с защитами, установленными на линиях 6—10 кВ. Это объясняется тем, что время сгорания плавких вставок ПСН-35 слишком мало. При повреждении самих трансформаторов бывает трудно добиться селективности с релейной защитой на питающих линиях 35 кВ. Это может в известной степени ограничить область применения предохранителей ПСН. Общими недостатками схем с предохранителями ПК и ПСН являются:

недостаточная чувствительность при перегрузках, при малых токах повреждения и при минимальных режимах нагрузок;

большой разброс защитных характеристик (до ±10%);

вероятность возникновения неполнофазного режима при перегорании плавкой вставки только на одной фазе, например вследствие увеличенного старения этой вставки или же при несимметричной перегрузке защищаемого трансформатора;

увеличение времени перерыва питания при замене предохранителей по сравнению с релейной защитой, особенно на подстанциях без обслуживающего персонала;

практическая невозможность применения автоматики для резервирования.

Все это ограничивает применение предохранителей; как правило, они применяются на менее ответственных установках.

Выключатели нагрузки. Выключатель нагрузки является промежуточным аппаратом между выключателем и разъединителем. Он не рассчитан на отключение тока короткого замыкания, но может включать и отключать рабочие токи линий, трансформаторов и других электроприемников.

В большинстве случаев выключатель нагрузки устанавливается в комплекте с высоковольтными предохранителями (ПК), которые действуют при коротких замыканиях и сверхтоках, превышающих значение, допустимое для выключателя нагрузки, опережая действие выключателя нагрузки. Комплект выключателя нагрузки ВН с предохранителями ПК называется ВНП. В таком сочетании выключатель нагрузки заменяет силовой выключатель небольшой или средней мощности. Основным элементом выключателя нагрузки является дугогасящая камера, которая изготовляется из пластмассы и имеет газогенерирующие сменные вкладыши из органического стекла.

При отключении выключателя нагрузки возникает дуга, и под воздействием ее высокой температуры органическое стекло выделяет большое количество газов, которые образуют энергичный поток, гасящий дугу при отключении тока нагрузки. При каждом отключении выключателя нагрузки происходят некоторый износ газогенерирующих дугогасящих вкладышей и обгорание подвижных и неподвижных дугогасящих контактов. Приведенное ниже допустимое число отключений без смены вкладышей и без зачистки контактов зависит от напряжения и отключаемого тока.

Отключаемый ток, А	50	100	200	400	800
Число отключений при напряжении:					
3 кВ	300	200	185	80	10
6 кВ	300	200	185	80	3
10 кВ	300	200	75	3	—

Чем выше ток и напряжение, тем меньше число отключений допускается без ревизии выключателя нагрузки.

Для управления выключателем нагрузки применяется ручной рычажный привод типа ПР-16 или ПР-17, ручной автоматический привод типа ПРА-12 с отключающей катушкой для дистанционного отключения (от защиты или от кнопки) или электромагнитный привод типа ПС-10, дающий возможность полного дистанционного управления выключателем нагрузки в тех случаях, когда это необходимо по условиям эксплуатации.

Выключатель нагрузки может без повреждений пропустить сквозной ток короткого замыкания до 25 кА. Ниже приведены токи включения на короткое замыкание (действующее значение, кА), допускаемые выключателями нагрузки в зависимости от напряжения и от тока плавкой вставки предохранителя ПК, включенного последовательно с выключателем нагрузки; чем меньше ток вставки, тем быстрее она расплавляется и тем больше допускается ток включения.

ВН-16 с ПК 6/30, 6/75, 6/150	20 кА
ВН-16 с ПК 10/30, 10/50	9 кА
ВН-16 с ПК 10/100	6,5 кА
ВН-16 без ПК	5 кА

Примечание. В числителе указано напряжение, в знаменателе ток плавкой вставки.

Токи включения на короткое замыкание выключателя нагрузки невелики и удовлетворяют условиям сетей малой мощности, в которых они преимущественно и применяются, а токи ВН-16, устанавливаемые без ПК, недостаточны. Это существенно ограничивает область применения выключателей нагрузки типа ВНП-16 (ВНП-17). Новый выключатель нагрузки типа ВН-11(Т) имеет значительно больший ток динамической устойчивости (70 кА). Это позволяет применять его на вводах к цеховым трансформаторам при токах короткого замыкания в сети, соответствующих параметрам выключателей ВМП на 350 и 500 МВ · А.

б) ВЫБОР АППАРАТОВ ПО НАГРУЗОЧНОЙ СПОСОБНОСТИ

При выборе аппаратов и их ошиновки следует учитывать послеаварийные и ремонтные режимы и перегрузочную способность электрооборудования (трансформаторов, синхронных компенсаторов, электродвигателей и др.) линий и токопроводов, в цепи которых устанавливаются эти аппараты, а также принимать во внимание реальное перспективное развитие системы электроснабжения предприятия. Перегрузочная способность силовых трансформаторов и кабелей регламентирована ПУЭ и другими нормативными документами.

Аппараты и ошиновку в цепях трансформаторов и автотрансформаторов на напряжение 35 кВ и выше следует, как правило, выбирать с учетом их замены в дальнейшем на трансформаторы следующей большей мощности.

В районах с минимальными температурами ниже —40°С аппараты следует выбирать с учетом средних минимальных температур в соответствии с табл. (графа 20) СНиП II-А. 6-72 «Строительная климатология и геофизика. Основные положения проектирования».

В отличие от трансформаторов и кабелей регламентации перегрузочной способности коммутационных аппаратов нет, кроме трансформаторов тока, которые согласно стандарту должны допускать перегрузку на 10%. Заводы отказываются указать какие-либо цифры перегрузочной способности, хотя, несомненно, она имеется. На это указывают хотя бы испытания выключателей ВМП-10 на перегрузочную способность, произведенные Свердловским научно-исследовательским электротехническим институтом СНИЭТИ. Эти испытания показали, что выключатели ВМП-10 могут допустить значительные кратковременные перегрузки без нарушения норм их нагрева. Дело в том, что при внезапном повышении тока более номинального нагрев выключателя возрастает довольно медленно вследствие большого значения постоянной времени нагрева.

Выключатели почти всегда выбираются со значительным запасом по номинальному току, и, следовательно, температура их нагрева в нормальных условиях обычно бывает ниже нормированной. Поэтому если перегрузка наступает после такого режима, то даже при большом ее значении нагрев выключателя достигает нормы через довольно значительный промежуток времени.

В [Л. 8-1] показано, что выключатели допускают и довольно длительные перегрузки, причем время перегрузки увеличивается с уменьшением тока.

в) ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ ПО РАЗРАБОТКЕ СХЕМ, ПО ПРИМЕНЕНИЮ И РАЗМЕЩЕНИЮ АППАРАТОВ

Основные решения по принципиальным схемам подстанций принимаются при составлении общей схемы электроснабжения предприятия с учетом перспектив его развития.

При разработке схем коммутации стремятся к максимальному их упрощению и к применению минимума коммутационных аппаратов в них. Такие схемы не только дешевле, но

и надежнее, что подтверждается практикой эксплуатации. Упрощению схем способствует применение автоматики (АВР, АПВ), позволяющее быстро и безошибочно осуществлять резервирование отдельных элементов и тем самым повышающее их надежность.

Схемы трансформаторных подстанций промышленных предприятий всех напряжений строятся на следующих основных положениях:

1. Широкое применение блочных схем и бесшинных подстанций на всех ступенях системы электроснабжения промышленных предприятий.

Блочной схемой называется такая простейшая схема подстанций, на которой нет сборных шин первичного напряжения, а в некоторых случаях и вторичного напряжения, а схема коммутации осуществляется, как правило, без выключателей с применением простейших аппаратов или даже при помощи «глухих» присоединений. Блочные схемы коммутации подстанций широко применяются на всех ступенях системы электроснабжения промышленных предприятий. Существуют следующие блочные схемы:

блок линия 35—220 кВ — трансформатор ГПП;

блок линия 35—220 кВ — трансформатор ГПП — токопровод 6—10 кВ;

блок линия 6—10 кВ — трансформатор цеховой ТП;

блок линия 6—10 кВ — трансформатор ТП — токопровод (магистраль) 0,38—0,66 кВ;

блок линия — трансформатор — двигатель.

2. Преимущественное применение одной системы шин в тех случаях, когда при построении общей схемы электроснабжения оказывается невозможным применение блочных схем.

3. Резкое ограничение применения двух систем шин.

4. Применение, как правило, раздельной работы линий и раздельной работы трансформаторов. Подробнее об этом сказано в § 5-1, где отмечены также случаи целесообразности параллельной работы элементов подстанций.

5. Широкое применение автоматики и телемеханики на всех напряжениях. Если даже при сооружении подстанции не предусматривается ее автоматизация или телемеханизация, то схема коммутации все же должна строиться таким образом, чтобы в дальнейшем эти мероприятия возможно было осуществить без значительных затрат и переделок.

6. Применение простых и дешевых аппаратов: отделителей, короткозамыкателей, выключателей нагрузки, предохранителей с учетом их надежности и коммутационаной способности. Это дает значительное уменьшение потребности в дорогих и дефицитных масляных и воздушных силовых выключателях.

При построении схем коммутации подстанций важно правильно выбрать и установить коммутационные аппараты. При этом нужно исходить из назначения подстанции, ее мощности и ответственности, а также из величин токов короткого замыкания.

Значительные затруднения возникают при построении схемы коммутации и выборе аппаратов на мощных подстанциях 110—220/6—10 кВ с крупными трансформаторами мощностью до 63—80 МВ · А и более. На вторичном напряжении 6—10 кВ таких подстанций, а также на очень крупных распределительных пунктах коммутируются большие рабочие токи. Возрастают токи короткого замыкания, складывающиеся из токов, приходящих из энергосистемы и от синхронных электродвигателей, число и мощность которых на современных крупных предприятиях велики и имеют тенденцию к дальнейшему увеличению.

Схемы на вторичном напряжении 6—10 кВ мощных подстанций нужно строить и аппараты выбирать таким образом, чтобы по возможности избегать установки громоздких и дорогих выключателей типа МГГ, МГ и др. и не применять индивидуального реактирования на каждой отходящей линии, так как это значительно удорожило бы подстанцию и усложнило бы ее эксплуатацию. Для этой цели при мощных трансформаторах токопроводы 6—10 кВ рекомендуется подключать непосредственно к трансформатору через отдельные выключатели для разгрузки вводных выключателей, присоединяемых к сборным шинам, и создания независимого питания токопроводов (см. рис. 8-15,*а*). При схеме с токопроводами должен быть предусмотрен удобный вывод их из помещения распределительного устройства.

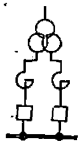
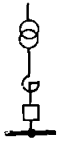
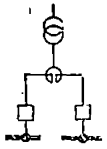
При применении токопроводов и отсутствии отбора электроэнергии, помимо токопроводов, на вторичном напряжении 6—10 кВ подстанций / 110—220 кВ можно применить схему блока трансформатор — токопровод (см. рис. 5-22,*б*).

Номинальный ток секционных аппаратов (силовых выключателей, автоматов) выбирается по фактически проходящему через них току, т. е. их не нужно рассчитывать на полный ток ввода или трансформатора, так как он ни при каких условиях не будет проходить через секционный выключатель вследствие отсоса на секцию, питаемую данным вводом или трансформатором.

Однако пропускную способность всех аппаратов: выключателей, разъединителей, автоматов, трансформаторов тока, реакторов сле-

Таблица 8-2

Элементы схем вводов на стороне 6—10 кВ трансформаторов ГПП и ПГВ и их технические параметры

Схема	Мощность трансформатора, МВ·А		Номинальный ток трансформатора (или ветви), А, во вторичном напряжении		Тип и параметры реактора на вводе		Мощность короткого замыкания от энергосистемы, МВ·А				Ударный ток короткого замыкания от энергосистемы, А				Тип и номинальный ток выключателя, А		Ориентировочная мощность СД, %, мощности трансформатора, которая может быть присоединена на вторичном напряжении	
							за трансформатором		за реактором		за трансформатором		за реактором					
	При напряжении, кВ																	
	6	10	6	10	6	10	6	10	6	10	6	10	6	10	6	10	6	10
	—	25	—	1380	—	—	—	228	—	—	—	33,5	—	—	—	ВМП-10, 3000	—	80
	—	32	—	1760	—	—	—	288	—	—	—	40,5	—	—	—	ВМП-10, 3000	—	35
																ВМПЭ-11, 3200	—	100
	—	40	—	2200	—	—	—	354	—	—	—	52,5	—	—	—	ВМПЭ-11, 3200	—	60
	40	—	1835	—	РБА-2500, 12%	—	183	—	100	—	45	—	24,5	—	ВМП-10, 3000	—	100	—
	—	80	—	2200	—	РБА-4000, 12%	—	382	—	230	—	56	—	34	—	ВМП-10, 3000	—	60
	25	—	2300	—	РБА-3000, 12%	—	228	—	121	—	56	—	29,7	—	ВМП-10, 3000	—	60	—
	—	32	—	1760	—	РБА-2500, 12%	—	288	—	167	—	40,5	—	23,5	—	ВМП-10, 2750	—	100
	—	40	—	2200	—	РБА-3000, 12%	—	354	—	195	—	52,5	—	28,8	—	ВМП-10, 3000	—	70
	32	—	2940	—	РБАС 2×2000, 12%	—	288	—	115	—	67	—	27	—	ВМП-10, 3000	—	90	—
	40	—	3670	—	РБАС 2×2500, 15%	—	354	—	117	—	87	—	28,7	—	ВМП-10, 3000	—	60	—
	—	63	—	3460	—	РБАС 2×2500, 15%	—	560	—	210	—	138	—	31	—	ВМП-10, 3000	—	70

	40	40	1835	1100	—	—	183	183	—	—	45	27	—	—	ВМП-10, 3000	—	15	—
															ВМПЭ-11, 3200	ВМП-10, 1500	100	80
	25	25	1150	690	—	—	116	116	—	—	28,6	17,1	—	—	ВМП-10, 3000	ВМП-10, 1000	100	100
	32	32	1470	880	—	—	148	148	—	—	36,4	21,8	—	—	ВМП-10, 3000	ВМП-10, 1500	60	100
	—	63	—	1730	—	—	—	280	—	—	—	41,5	—	—	—	ВМП-10, 3000	—	38
																ВМПЭ-11, 3200	—	100
	—	80	—	2200	—	—	—	382	—	—	—	56	—	—	—	ВМПЭ-11, 3200	—	50
	63	—	5780	—	РБАС 2×2000, 12%	—	560	—	141	—	138	—	33	—	ВМП-10, 3000	—	70	—
	80	—	7340	—	РБАС 2×2500, 15%	—	690	—	148	—	170	—	34,6	—	ВМП-10, 3000	—	50	—
	63	—	5780	—	—	—	560	—	—	—	138	—	—	—	МГГ-10, 4200	—	—	—
	—	80	—	4400	—	—	—	690	—	102	—	—	—	—	—	МГГ-10, 4200	—	—
	—	100	—	5500	—	—	—	835	—	—	—	123	—	—	—	МГГ-10, 4200	—	—
	63	—	2890	—	РБА-4000, 12%	—	282	—	155	—	69	—	38	—	МГГ-10, 4200	—	—	—
	80	—	3670	—	—	—	368	—	—	—	52,3	—	—	—	МГГ-10, 4200	—	—	—
	—	100	—	2750	—	РБАС 2×2500, 15%	—	417	—	188	—	61,5	—	26,3	—	ВМП-10, 3000	—	100

дует выбирать с учетом режимов, указанных в § 8-3, т. е. с учетом допустимых перегрузок элементов электрических сетей.

Для иллюстрации сказанного в табл. 8-2 приведены элементы схем присоединения трансформаторов мощностью 25—100 МВ·А к шинам вторичного напряжения 6—10 кВ и указаны их технические параметры и применяемые аппараты с учетом технических данных существующих типов.

Для приведенных в табл. 8-2 вариантов схем указаны мощности короткого замыкания и значения ударных токов за трансформаторами и реакторами. Приведена также суммарная мощность синхронных двигателей (в процентах мощности трансформатора), которая может быть присоединена к сборным шинам 6—10 кВ исходя из предельной отключаемой мощности выключателей, принятых в табл. 8-2 для соответствующей схемы. Работа секций шин вторичного напряжения 6—10 кВ принята раздельная. При составлении табл. 8-2 мощность короткого замыкания, поступающая от энергосистемы, принята: при напряжении 110 кВ — 5000 МВ·А, при напряжении 220 кВ — 10 000 МВ·А в соответствии с тем, как это принято в ГОСТ 3484-65 на методы испытания силовых трансформаторов. Исходя из этих цифр определены мощности короткого замыкания на стороне вторичного напряжения трансформаторов 6—10 кВ разной мощности, притекающие от энергосистемы.

Номинальные токи выключателей и токоограничивающих реакторов приняты на 40% выше номинальных токов трансформаторов с тем, чтобы они выдерживали допускаемые перегрузки последних при послеаварийных режимах. Этому условию не удовлетворяют лишь схемы:

для трансформаторов 25 МВ·А при вторичном напряжении 6 кВ;

для трансформаторов 40 МВ·А при вторичном напряжении 10 кВ;

для трансформаторов 80 МВ·А при вторичном напряжении 10 кВ.

В этих схемах по номинальным данным выключателей может быть допущена перегрузка трансформаторов не более $1{,}2—1{,}25I_н$ трансформатора. Если в схемах для трансформаторов 25 МВ·А, 6 кВ и 40 МВ·А, 10 кВ вместо выключателей ВМП-10 применить выключатели ВМПЭ-10/500, то условие перегрузки до $1{,}4I_н$ трансформатора будет выполнено, но целесообразность применения дорогих выключателей ВМПЭ-10/500 с отключаемой мощностью 500 МВ·А ради такой перегрузки следует обосновать экономически.

Указанная в таблице предельно допустимая мощность синхронных двигателей, которая может быть присоединена к шинам подстанции, зависит от разности между предельной отключаемой мощностью принятого выключателя (по каталогу) и мощностью короткого замыкания, притекающей из энергосистемы. При определении допустимой мощности подключаемых синхронных электродвигателей их сверхпереходное индуктивное сопротивление принималось $x''_d=0{,}2$.

Приведенные в табл. 8-2 схемы можно условно разделить на три группы.

Схемы первой группы допускают применение без реактирования выключателей типов ВМП-10 и ВМПЭ-10/510 с отключаемой мощностью соответственно 350 и 500 МВ·А и номинальным током до 1500—3200 А (при установке в КРУ).

Во второй группе схем предусмотрены групповые реакторы (одинарные или сдвоенные) или же трансформаторы с расщепленными обмотками и выключатели с отключаемой мощностью 350 и 500 МВ·А на номинальный ток 1500—3200 А.

В третью группу схем входят мощные трансформаторы 80 и 100 МВ·А при вторичном напряжении 10 кВ и трансформаторы 63 МВ·А при напряжении 6 кВ. Во вторичных цепях этих трансформаторов применяются выключатели МГГ-10 на ток 4200 А и отключаемую мощность до 1000 МВ·А, а на отходящих линиях устанавливаются групповые реакторы, а за ними выключатели ВМП-10 и ВМПЭ-10/500 с отключаемой мощностью соответственно 350 и 500 МВ·А.

Из табл. 8-2 видно, что чем меньше вторичное напряжение и чем больше мощность трансформаторов, тем больше токи короткого замыкания на стороне вторичного напряжения и, следовательно, тем меньше мы можем присоединить синхронных двигателей, дающих подпитку короткого замыкания. Таблица 8-2 дает лишь общую предварительную ориентировку при выборе и сравнении различных элементов схем коммутации на вторичном напряжении крупных подстанций 110—220/6 кВ на промышленных предприятиях с мощностью трансформаторов 25—100 МВ·А. Окончательный выбор схемы коммутации может быть сделан при проектировании лишь на основании точных расчетов токов короткого замыкания с учетом фактической мощности энергосистемы, режимов работы предприятия и реальных величин подпитки короткого замыкания от синхронных и асинхронных двигателей.

Ниже приводятся некоторые общие и частные принципиальные указания, которых рекомендуется придерживаться при выборе аппа-

ратов для различных схем коммутации подстанций.

Установка выключателей на вводах 6—10 кВ и для секционирования шин предусматривается при необходимости автоматического замещения вводов; по условиям релейной защиты; при параллельной работе вводов; на вводах крупных подстанций мощностью 5000—10 000 кВ·А и выше с числом отходящих линий больше 15—20 и на всех подстанциях с двумя системами шин. Вводные и межсекционные разъединители применяются сравнительно редко на неответственных подстанциях небольшой мощности при отсутствии АВР. Установка вводных или межсекционных выключателей, служащих только для ручного оперирования (например, при эксплуатационных переключениях), применяется в редких случаях, так как это дорого. Их приходится ставить в тех случаях, когда параметры выключателей нагрузки недостаточны, а применение простых разъединителей (или рубильников при напряжении до 660 В) недопустимо по условиям эксплуатации.

При секционировании разъединителями рекомендуется устанавливать два разъединителя последовательно (см. рис. 8-13,*а*) для возможности безопасной работы персонала на отключенной секции, а также на самом секционном разъединителе при работающей другой секции.

На вводах и отходящих линиях, не имеющих выключателей, не устанавливаются измерительные трансформаторы тока, за исключением тех случаев, когда это необходимо для учета электроэнергии.

При двух рабочих секциях шин резервные вводы и трансформаторы следует присоединять через «вилку» или через третью секцию шин, располагаемую посередине между двумя рабочими секциями (см. рис. 8-13,*б*).

Установка трансформаторов тока и индивидуальных реакторов на линиях производится обычно за выключателем, если смотреть со стороны сборных шин. Однако в отдельных случаях применяется установка этих аппаратов между выключателями и шинами, если это вызывается конструктивными соображениями.

Установка линейных разъединителей предусматривается лишь на тех присоединениях, по которым возможно появление обратного напряжения со стороны потребителя. На всех присоединениях, по которым появление обратного напряжения совершенно исключено, установка разъединителей не предусматривается. К числу таких присоединений относятся линии к электродвигателям, электропечам, ртутным выпрямителям, конденсаторам, а также линии к отдельным трансформаторам, не имеющим связей по низкому напряжению и не могущим иметь их в дальнейшем.

На линиях к трансформаторам, установленным в пределах той же подстанции или пункта, на которых расположены их выключатели, также можно не предусматривать линейных разъединителей, но при условии, если распределительные устройства высшего и низшего напряжений подстанции находятся в эксплуатации одной организации и если на стороне низшего напряжения трансформатора установлен отключающий аппарат (разъединитель, рубильник, автомат).

В помещениях батарей конденсаторов 6—10 кВ предусматривается установка разъединителей или выключателей нагрузки. Если же батареи расположены в пределах той же подстанции или пункта, на которых размещены их выключатели, то в самом помещении батареи ставить коммутационные аппараты не нужно. Иногда при небольших батареях поступают наоборот, т. е. присоединение к сборным шинам распределительного устройства делают глухое, а выключатели нагрузки в комплекте с предохранителем ставят непосредственно в помещении батареи конденсаторов на вводе батареи.

Для экономичного решения распределительного устройства иногда целесообразно (особенно при применении дорогих камер КРУ) подсоединение под один выключатель двух линий, отходящих к разным подстанциям (см. гл. 5), причем каждую линию желательно снабдить своим разъединителем. Однако подключение большого числа линий под один выключатель на вновь строящихся или проектируемых распределительных устройствах рекомендовать не следует, так как это понижает надежность электроснабжения, увеличивает время восстановления питания и усложняет условия эксплуатации.

Такое решение может быть допущено в электроустановках, находящихся в эксплуатации в тех случаях, когда все резервные камеры уже использованы и нет другой возможности для подсоединения новых потребителей. Если же использовать это мероприятие во вновь сооружаемых распределительных устройствах, то в процессе эксплуатации не будет возможности дальнейших подсоединений после исчерпания резервных камер, число которых обычно бывает ограничено.

При подключении новых потребителей нельзя использовать резервы, предусмотренные для обеспечения бесперебойного питания предприятия электроэнергией, так как это уменьшит надежность электроснабжения всего предприятия.

На вторичном напряжении трансформаторов 0,4—0,69 кВ устанавливаются автоматы, рубильники или разъединители. Выбор типа аппарата зависит от требований эксплуатации, величины рабочего тока и тока короткого замыкания, от коммутационной способности аппарата при нормальных и послеаварийных режимах, а также от конструктивных соображений. Нужно избегать применения дорогих и дефицитных аппаратов без особой к тому необходимости и шире применять схемы с рубильниками и предохранителями. Рекомендуется применять автоматы АВМ во всех случаях, когда их параметры достаточны по нормальному режиму и режиму короткого замыкания; автоматы же «Электрон» следует предусматривать только при больших токах короткого замыкания.

В КТП с трансформаторами мощностью до 1000 кВ·А включительно для отходящих линий на ток менее 600 А, как правило, следует применять автоматы А-3100, А-3700 или блоки рубильник — предохранитель.

В КРУ низкого напряжения на КТП нужно применять укрупненные линии, а дальнейшее распределение электроэнергии осуществлять через цеховые распределительные пункты; присоединять мелкие линии непосредственно к КТП нецелесообразно.

Необходимо всемерно ограничивать число резервных шкафов на КТП, а число резервных автоматов принимать не более 10%.

Автоматы в цепи вторичного напряжения трансформаторов и между секциями шин устанавливаются при устройстве АВР, а также в других случаях, когда это необходимо по условиям защиты и эксплуатации. Разъединители целесообразны при токах более 1000 А, а при меньших токах только в случае подвода от трансформатора к щиту низшего напряжения голыми шинами, так как это удобнее по конструктивным соображениям. Рубильники на выводах от трансформаторов применяются сравнительно редко при кабельных вводах от небольших трансформаторов к распределительному щиту. Более широко применяются блоки рубильник — предохранитель, что дает удобное и экономичное конструктивное решение распределительного устройства напряжением до 1000 В.

Коммутационные аппараты в цепях низшего напряжения трансформаторов не ставятся, если полностью исключена возможность обратного питания, например при блоке трансформатор — двигатель или при наличии на предприятии только одного трансформатора и при отсутствии возможности какой-либо связи с другими сетями в настоящее время и в дальнейшем и т. п.

В распределительных устройствах напряжением до 1000 В (в распределительных щитах) перед крупными автоматами (считая от шин) серий АВ и А-2000 устанавливаются рубильники в качестве разъединителей для снятия напряжения. Они необходимы потому, что указанные автоматы требуют систематических осмотров, зачистки контактов после отключения токов короткого замыкания, а также при ремонтах, которые производятся без снятия автоматов со щита. При отсутствии таких рубильников пришлось бы часто отключать весь щит или его секцию, что нежелательно, а иногда и недопустимо.

Установочные автоматы серии А-3100 по своей конструкции не нуждаются в систематических осмотрах и чистке на месте установки, потому что они поставляются полностью или частично запломбированными и завод снимает свои гарантии, если пломбы нарушены. Чистка и ремонт этих автоматов обязательно должны производиться в надлежаще оборудованных мастерских. Согласно инструкции завода-изготовителя каждый такой автомат можно безопасно снять и вновь установить при помощи торцевого ключа с изолированной рукояткой с лицевой стороны панели щита без нарушения коммутации присоединений и без снятия напряжения.

Поэтому рубильники перед такими установочными автоматами не требуются.

При цеховом распределении электроэнергии по шинным магистралям напряжением до 1000 В предусматривается возможность быстрого отключения магистрали дежурным персоналом при аварии, пожаре, несчастных случаях с людьми в цехе и т. п. Это отключение может быть осуществлено несколькими способами:

а) выключателем нагрузки на стороне высшего напряжения трансформатора в тех случаях, если он одновременно требуется также по условиям схемы электроснабжения или защиты (например, при магистральном или кольцевом питании трансформаторов); на этот выключатель нагрузки должна действовать также и защита от замыкания на землю в магистрали напряжением до 1000 В, выключатель нагрузки должен быть доступен для цехового электротехнического персонала; на стороне низшего напряжения трансформатора в этом случае достаточна установка только разъединителя или рубильника;

б) рубильником на стороне низшего напряжения, который применяется только при небольших трансформаторах;

в) автоматом в тех случаях, когда по условиям схемы электроснабжения или защиты не требуется автоматически действующего аппа-

рата на стороне высшего напряжения трансформатора; этот автомат должен действовать также на отключение от защиты от замыкания на землю в магистрали низшего напряжения;

г) дистанционным (с помощью кнопки) отключением выключателя, установленного на головном участке линии, питающей данный трансформатор.

Схема коммутации подстанции при системе блока трансформатор — магистраль должна предусматривать надежное питание освещения.

Схема рис. 8-10,*а* обеспечивает питание рабочего и аварийного освещения при всех режимах работы. Нормально рабочее освещение подключено непосредственно к зажимам трансформатора, а при отключении последнего оно переключается на питание от трансформатора другой подстанции при помощи переключателя и аппарата, смыкающего хвостовые участки соседних магистралей. Аварийное освещение питается перекрестно от соседних магистралей. Схема рис. 8-10,*б* обеспечивает питание рабочего освещения при отключенной магистрали. Аварийное освещение при повреждении рабочей осветительной магистрали может питаться от силовой магистрали. При отключении трансформатора все освещение отключается и необходимо изыскивать другие способы аварийного питания в зависимости от характера производства, важности объекта и других условий, например переносными светильниками. Таковы общие указания по применению аппаратов и элементов схем коммутации.

Полные схемы подстанций 35—220/6—10 кВ комплектуются из элементов схем на вторичном (см. табл. 8-2) и первичном напряжениях, в частности из элементов схем упрощенных подстанций, приведенных на рис. 8-19. При этом число возможных сочетаний велико. На рис. 8-15 и других приведены примеры таких сочетаний.

г) СХЕМЫ С ДВУМЯ СИСТЕМАМИ ШИН

Схема с двумя системами сборных шин обладает гибкостью и универсальностью, она позволяет ремонтировать сборные шины без перерыва питания потребителей; выделять одну из систем для испытания оборудования и линий; осуществлять различные группировки цепей и присоединений; быстро восстанавливать питание потребителей при повреждении одной из систем шин. Каждый выключатель может быть присоединен шинными разъединителями к любой системе шин. Однако распределительные устройства с двумя системами шин дороги, сложны в эксплуатации и требуют сложных блокировок. Анализ аварий,

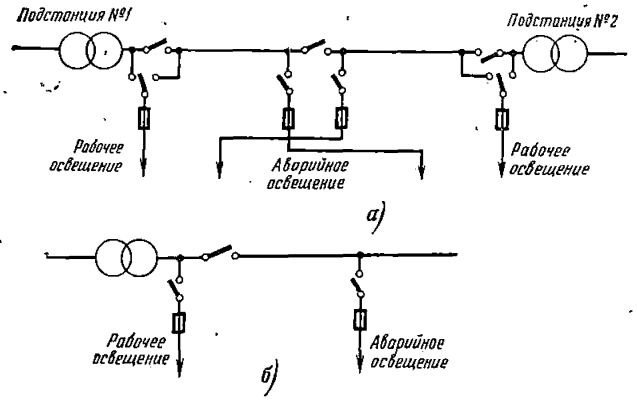


Рис. 8-10. Питание освещения при схеме блока трансформатор — магистраль напряжением до 1000 В.
а — при наличии связи с соседней подстанцией; *б* — при отсутствии такой связи.

вызванных ошибочными действиями персонала при операциях с шинными разъединителями при двойной системе шин, показывает, что значительная часть их произошла вследствие неправильных переключений при переводе присоединений с одной системы шин на другую. Эти аварии вызывали тяжелые последствия и перерывы электроснабжения значительного числа ответственных электроприемников.

При разборе аварий в распределительных устройствах 110—220 кВ с двумя системами шин выявилось, что при схеме с одним выключателем на цепь имели место 138 отказов, причем в 81 случае (или 59%) произошло отключение обеих систем шин, т. е. полное погашение подстанций. Из этих 81 отключений половина произошла при ремонтных схемах, при восстановлении нормальной схемы или же при переводе присоединений с одной системы шин на другую; при этом ряд случаев возник из-за ошибочных операций с заземляющими ножами. Поэтому двойная система в известной степени теряет свои преимущества.

При широком применении комплектных распредустройств также ограничивается целесообразность применения двойной системы шин. Высококачественные заводские КРУ с выкатными камерами и изолированными шинами вполне обеспечивают надежное электроснабжение при одной системе шин. В то же время КРУ с двойной системой шин чрезвычайно громоздки и дороги и редко применяются даже за рубежом, а у нас пока не изготовляются.

Поэтому даже на крупных подстанциях применяется одиночная секционированная система с автоматикой. Надежность питания от этого не только не уменьшилась, но даже увеличилась вследствие сокращения числа коммутационных операций и возможных при этом ошибок.

Распредустройства с двумя системами шин на промышленных предприятиях применяются теперь редко на мощных подстанциях ответственного назначения, например на очень крупных узловых подстанциях больших заводов с развитой электрической сетью, с большим количеством присоединений и наличием связей и транзитных линий, на крупных преобразовательных подстанциях, а также в тех случаях, когда это требуется по режиму эксплуатации, например при необходимости разделения источников питания или же выделения отдельных потребителей, или же когда резервирование питания нагрузок 1-й категории не может быть достигнуто при одной секционированной системе шин. Необходимость двух систем шин тщательно обосновывается и согласовывается в каждом отдельном случае. При применении двойной системы шин при напряжении 6—10 кВ одна из них обычно разделяется на секции по числу вводов или понизительных трансформаторов, а другая выполняется несекционированной. К сказанному необходимо добавить, что две системы шин, если одна из них не секционирована, нельзя рассматривать как независимые источники питания (см. гл. 5).

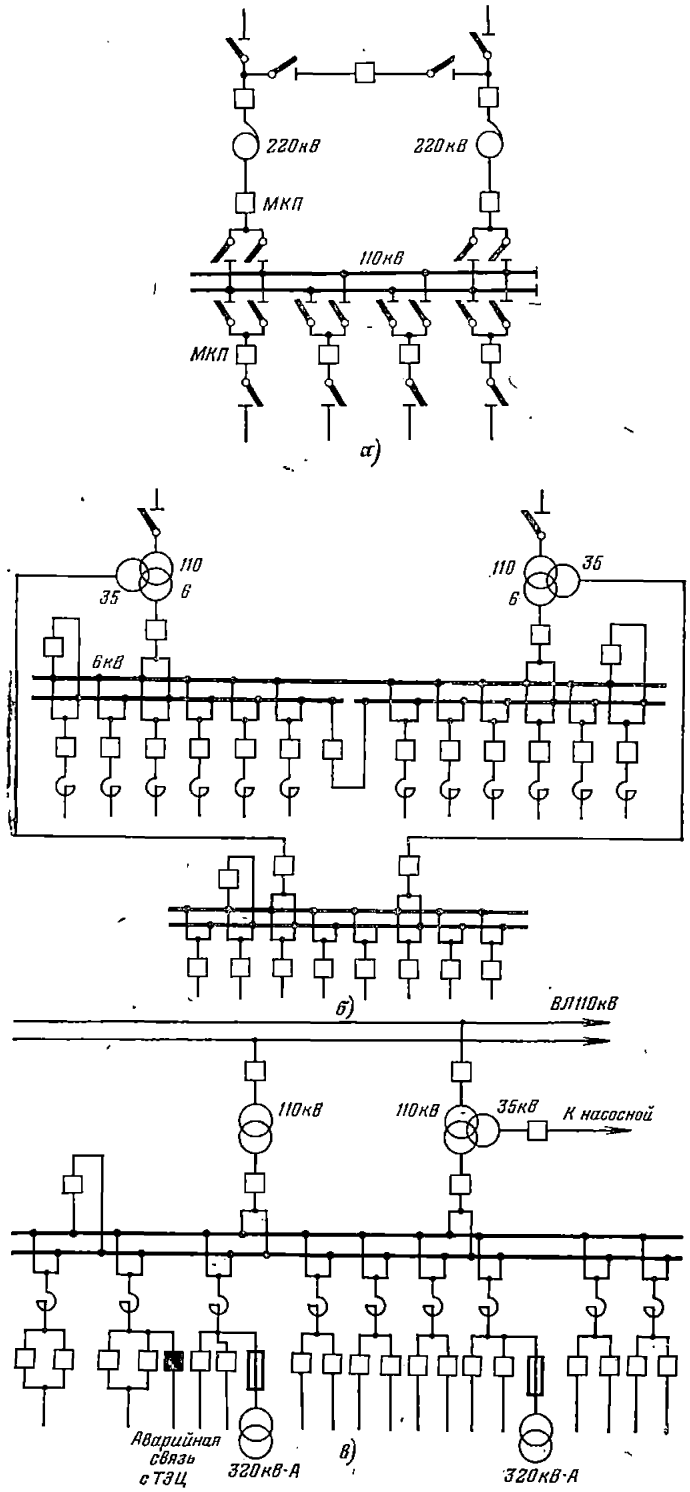


Рис. 8-11. Примеры выполнения схем подстанций с двумя системами шин.

а — узловая распределительная подстанция 220/110/10 кВ; *б* — ГПП 110/35/6 кВ; *в* — ГПП с одним двухобмоточным и одним трехобмоточным трансформатором.

На рис. 8-11 показаны примеры выполнения схем подстанций с двумя системами сборных шин на вторичном напряжении. На первичном напряжении приняты блочные схемы питания; сборные шины отсутствуют. На рис. 8-11,*а* приведена узловая распределительная подстанция УРП 220/110 кВ крупного предприятия с автотрансформаторами, присоединенная к энергосистеме и питающая глубокие вводы 110 кВ этого предприятия. На стороне 220 кВ применена схема «мостика». На рис. 8-11,*б*, *в*, приведены схемы мощных ГПП с двойной системой шин на вторичном напряжении. На схеме рис. 8-11,*б* показаны индивидуальные реакторы на линиях 6 кВ, но могут быть применены и групповые расщепленные реакторы. Схема рис. 8-11,*в* интересна тем, что в ней один из трансформаторов принят трехобмоточным 110/34/10 кВ для питания мощной и удаленной береговой насосной станции по схеме блока трансформатор — линия 35 кВ. На самой ГПП распредустройство 35 кВ не предусмотрено, так как других потребителей на это напряжение на данном предприятии нет. На напряжении 10 кВ применены групповые реакторы на две отходящие линии. На мощных линиях применены два параллельно включенных выключателя как вынужденное решение для унификации распредустройств, чтобы не вводить для линий выключатели МГГ. Трансформаторы собственных нужд присоединены к отходящим линиям через общий реактор, но с отдельным предохранителем ПК с тем, чтобы при повреждении трансформатора он селективно от-

ключался без нарушения работы линии. Предусмотрена аварийная связь с заводской ТЭЦ, которая в целях экономии подключена под общий реактор с одной из отходящих линий.

д) Схемы с одной системой сборных шин

Схемы с одной системой сборных шин имеют наибольшее применение на подстанциях промышленных предприятий. Они применяются главным образом на напряжении 6—10 кВ на распределительных подстанциях (РП), в распредустройствах вторичного напряжения ГПП и ПГВ, на средних и крупных цеховых подстанциях, от которых, кроме трансформаторов, питаются также электродвигатели напряжением выше 1000 В, электропечи, и на других установках с электроприемниками напряжением выше 1000 В, например на насосных, компрессорных и воздуходувных станциях, газогенераторных и т. п. Схемы с одной системой шин применяются также на шинах первичного напряжения 110—220 кВ ГПП в тех случаях, когда невозможно применить блочные схемы без выключателей и без сборных шин, описанные ниже. При одиночной системе шин надежность питания повышается по сравнению с двумя системами, так как сокращается число коммутационных операций и уменьшаются вследствие этого возможные ошибки при эксплуатации. При одной системе шин разъединители не являются оперативными и служат лишь для снятия напряжения с выключателя на время его ревизии или ремонта, и поэтому серьезных последствий от ошибок при оперировании с ними не бывает, как это имеет место при двух системах шин, так как они снабжены надежной и простой механической блокировкой с выключателями, которая практически исключает ошибочные операции. Одиночные системы шин выполняются секционированными и несекционированными. Показанные на рис. 8-12 схемы с одной несекционированной системой шин самые простые, наглядные и дешевые. Но их нельзя применять на ответственных подстанциях, так как они имеют существенные недостатки. При необходимости ревизии или ремонта сборных шин или шинных разъединителей приходится отключать всю подстанцию и прекращать питание подключенных к ней электроприемников. В случае короткого замыкания на шинах или на любом ответвлении от них до линейного выключателя также прекращается питание всех подключенных к ней электроприемников на длительное время до устранения повреждения, так как вся подстанция полностью обесточивается. Поэтому схемы с одной несекционированной системой шин применяются редко, главным образом лишь при питании

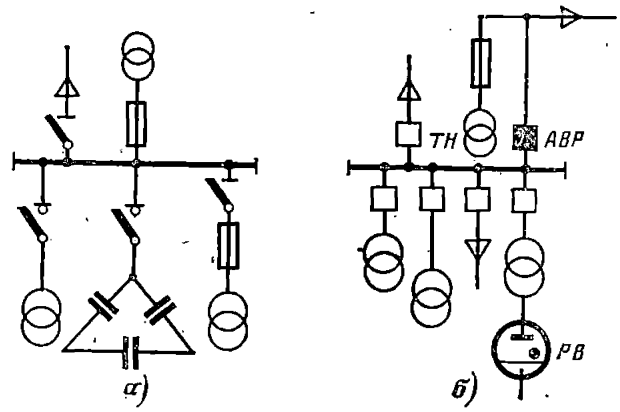


Рис. 8-12. Схемы небольших неответственных подстанций с одной несекционированной системой шин.
а — при отсутствии связи с соседней подстанцией; *б* — при наличии такой связи.

подстанции по одной линии. Они пригодны для питания неответственных потребителей 3-й категории. Для более ответственных потребителей предусматривается резервное питание от соседней подстанции с автоматическим его включением. Но это лишь резервирует питание, но не устраняет недостатков, отмеченных выше. Поэтому для устранения упомянутых существенных недостатков в большинстве случаев применяется секционирование сборных шин при помощи разъединителя или выключателя. Секционирование разъединителем применяется лишь в тех случаях, когда не требуется автоматическое резервирование питающих линий или трансформаторов. Число секций зависит от схемы электроснабжения и от характера подключенных потребителей. В большинстве случаев бывает достаточно двух секций. Каждая секция питается отдельной линией или отдельным трансформатором. Секции работают раздельно, и секционный аппарат нормально выключен. Параллельная работа линий или параллельная работа трансформаторов применяется в виде редкого исключения. Такая схема имеет ряд преимуществ по сравнению с несекционированной системой шин и наиболее часто применяется на подстанциях промышленных предприятий. Она позволяет поочередно отключать секции для ревизии или ремонта шин и шинных разъединителей при сохранении в работе других секций. При этом электроснабжение ответственных объектов не нарушается, так как они питаются обычно не менее чем по двум линиям, которые присоединяются к разным секциям. Если же отключается одна из питающих линий и питаемая ею секция обесточивается, то ее питание восстанавливается путем включения секционного аппарата, что во многих случаях делается автоматически.

На рис. 8-13 приведены схемы небольших подстанций с одной системой шин, секционированной при помощи разъединителей. На рис. 13,*б* крупный ответственный двигатель выделен на среднюю секцию, что обеспечивает его бесперебойное питание при любых режимах работы подстанции. При применении секционных выключателей (или автоматов при напряжении до 1000 В) можно осуществить автоматическое включение резерва (АВР). Это еще более повышает надежность схемы и позволяет применять ее для потребителей любой категории. Иногда АВР применяется на вводных выключателях (см. гл. 10). При таком выполнении схемы и при применении доброкачественных заводских КРУ обеспечивается полная надежность питания самых ответственных потребителей при помощи секционированной одиночной системы шин. На рис. 8-14 приведены примеры выполнения схем подстанций с одной системой шин, секционированной при помощи выключателей. На рис. 8-14,*а* дана схема ответственной подстанции средней мощности, секционированной при помощи выключателя, с АВР на секционном выключателе 6—10 кВ и на секционном автомате 0,4 кВ. На рис. 8-14,*б* приведена схема мощной трехсекционной подстанции на напряжение 10/6 кВ. Питание крупных электродвигателей и других потребителей производится непосредственно от шин 10 кВ, а электродвигателей средней мощности от шин 6 кВ через трансформаторы 10/6 кВ. На рис. 8-14,*в* показана схема коммутации РП 6—10 кВ высокой надежности с одной системой шин, разделенной на четыре секции. Питание РП происходит от двухниточного шинопровода 6—10 кВ. Сборные шины РП присоединены к шинопроводу через два расщепленных реактора, каждая ветвь которого присоединена к отдельной секции шин. Предусмотрены резервные связи с другим ближайшим РП или другим источником питания. На рис. 8-15,*а* дана схема на стороне вторичного напряжения мощной ГПП 110/6—10 кВ с двумя трансформаторами по 80 МВ·А. Для ограничения тока короткого замыкания применено групповое реактирование линий. На три-четыре отходящие линии установлен один общий реактор. В этой же схеме токопроводы присоединены непосредственно к своим трансформаторам через отдельные выключатели, минуя сборные шины распредустройства 6—10 кВ, так как пропускная способность выключателей в данном случае недостаточна для выпуска всей энергии, включая энергию, идущую через токопроводы. На питающих линиях 110 кВ установлены выключатели. На отходящих линиях 6—10 кВ показаны камеры КРУ, но могут быть применены и камеры КСО.

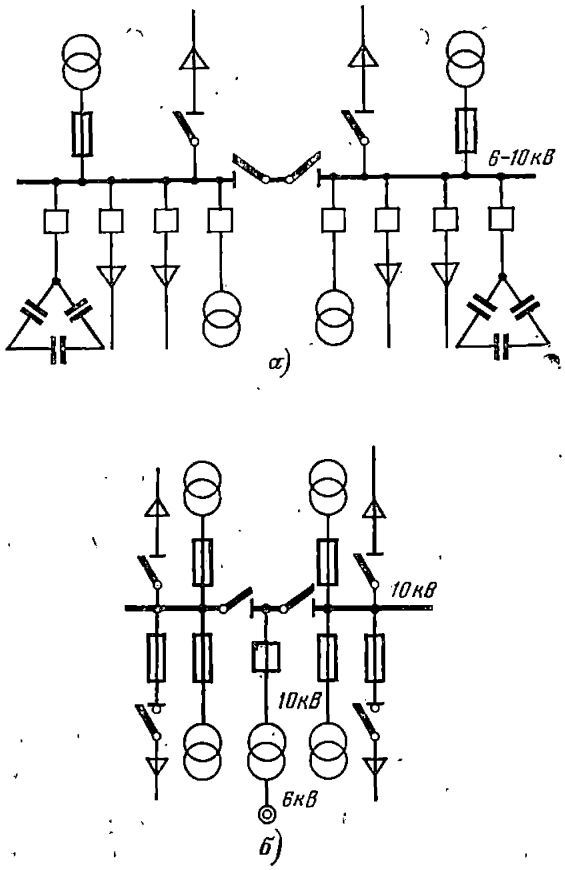


Рис. 8-13. Схемы небольших подстанций с одной системой шин, секционированной разъединителями.
а — с выключателями на линиях; *б* — с тремя секциями.

На рис. 8-15,*б* представлена схема мощной и ответственной двухтрансформаторной ГПП с расщепленными реакторами в цепях трансформаторов с одной системой шин вторичного напряжения 6 кВ, разделенной на шесть секций, каждая из которых подключена через отдельную ветвь расщепленного реактора, что резко снизило токи к. з., несмотря на большую мощность трансформатора, и позволило обойтись без индивидуального реактирования отходящих линий. Крупный синхронный двигатель 12 000 кВт с ударной нагрузкой питается непосредственно от трансформаторов, минуя сборные шины, что позволило снизить колебания напряжения у прочих потребителей, подключенных к подстанции. Надежное питание этого ответственного двигателя обеспечено путем присоединения его к двум разным трансформаторам. Прочие ответственные крупные двигатели мощностью 2000—4100 кВт со спокойным режимом работы подключены к сборным шинам, но для бесперебойности питания этих ответственных дви-

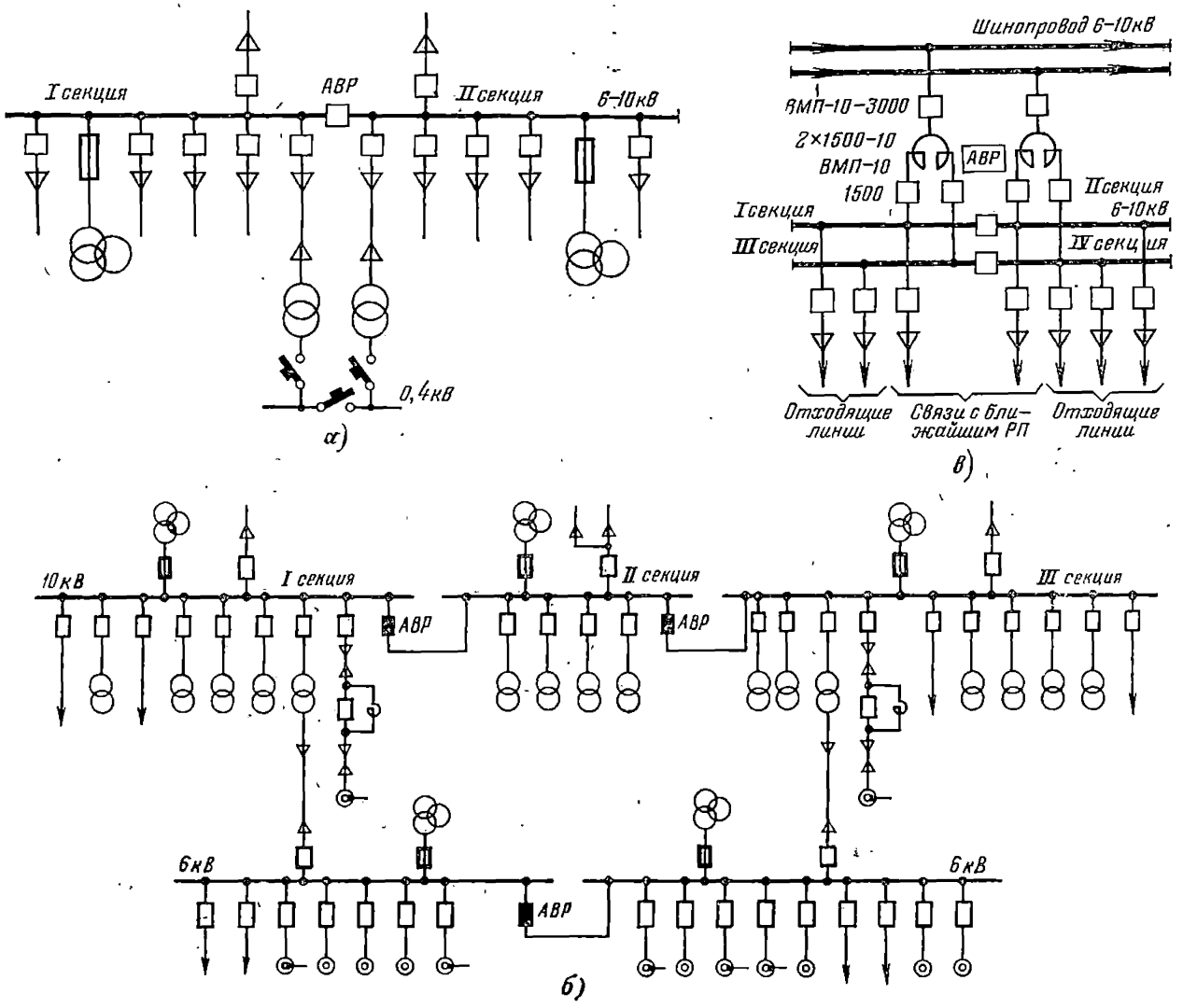


Рис. 8-14. Схемы подстанций с одной системой шин, секционированной выключателями.
а — ответственная подстанция средней мощности; *б* — мощная подстанция с тремя секциями на напряжение 10 кВ; *в* — четырехсекционный РП высокой надежности.

гателей каждый из них подключен к двум секциям шин.

Такая схема с развитым групповым реактированием и секционированием полностью обеспечивает надежное питание всех потребителей при одной системе сборных шин и ограничивает ток к. з. в сетях 6 кВ до пределов коммутационной способности выключателей ВМГ или ВМП. На рис. 8-16 показаны схемы узловых распределительных подстанций (УРП) на напряжение 110—330 кВ с одной системой шин. Эти подстанции получают электроэнергию от системы и распределяют ее при помощи глубоких вводов по предприятию. Питающие линии, а также линии, проходящие вне зон с загрязненной средой предприятия, воздушные; линии же, питающие ПГВ, расположенные в зонах с загрязненной средой, кабельные. Конструктивное решение схемы рис. 8-16,*а* приведено на рис. 8-65. Подстанция рис. 8-16,*б* предназначена для очень крупного предприятия.

Из изложенного можно заключить, что при применении АВР и надежных комплектных распределительных устройств схемы с одной секционированной системой шин обеспечивают надежное питание электроприемников любой категории.

е) СХЕМЫ С ОБХОДНОЙ СИСТЕМОЙ ШИН

Схемы с обходной системой шин на промышленных предприятиях применяются сравнительно редко, когда необходимы маневренность и гибкость оперативных переключений, а также когда требуется частая ревизия выключателей по характеру их работы.

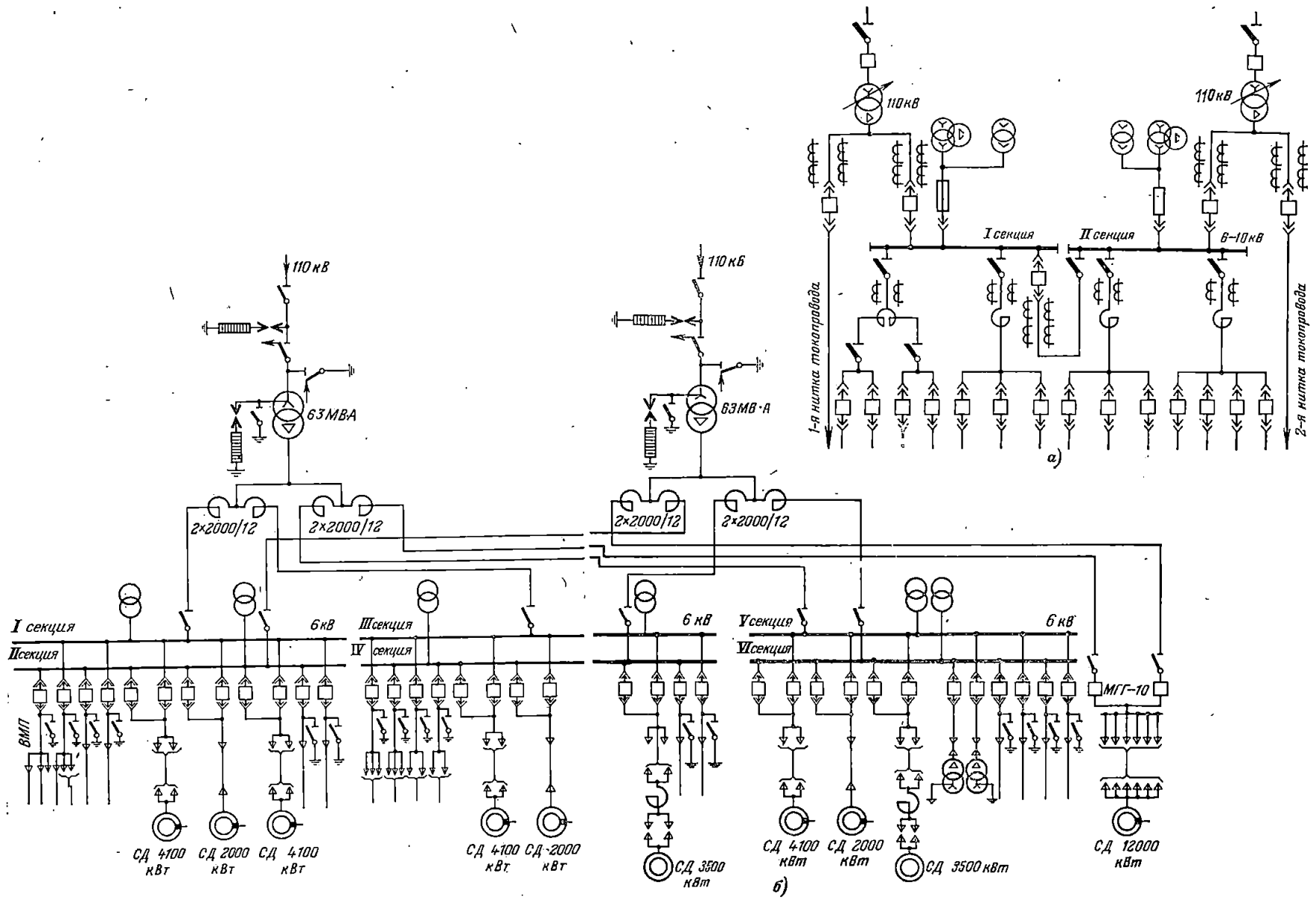


Рис. 8-15. Схемы ГПП с одной секционированной системой шин на вторичном напряжении.
а — мощная с групповым реактированием отходящих линий; *б* — мощная с шестью секциями.

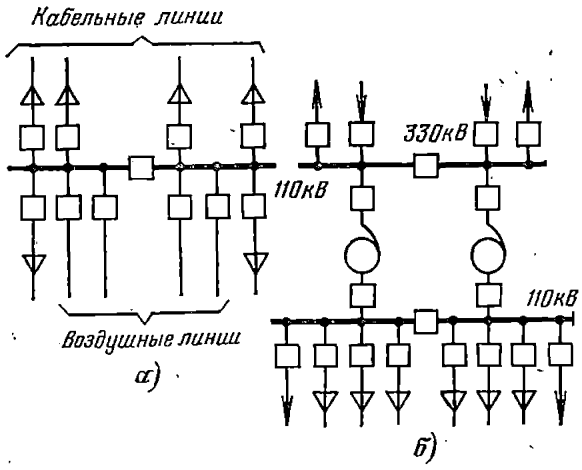


Рис. 8-16. Схемы узловых распределительных подстанций промышленных предприятий, питаемых от энергосистемы.
а — небольшой мощности чисто распределительная; *б* — крупная с трансформацией.

Обходная система шин дает возможность вывести в ревизию или в ремонт любую рабочую систему шин и любой выключатель без перерыва питания. Обходную систему шин можно присоединить к любой из основных систем шин через обходной выключатель.

В соответствии с рекомендациями [Л. 8-3] на УРП 110—220 кВ районного значения при наличии транзитных линий следует применять одну секционированную рабочую систему шин и обходную систему, если число присоединений не превышает шести. Если же на данной УРП преобладают так называемые «парные», взаиморезервируемые линии или же имеется возможность резервирования объектов, питаемых этими линиями от других источников, то одиночную секционированную рабочую систему шин с обходной шиной можно применить уже при числе присоединений до десяти. И лишь в том случае, если число присоединений превысит указанные значения, следует применять более сложную двойную систему шин плюс обходную систему. В число присоединений входят линии и трансформаторы.

На подстанции с одной системой шин и с обходной шиной каждый выключатель обслуживает только одну цепь. Разъединители служат только для снятия напряжения с оборудования и отдельных цепей и не используются как оперативные аппараты, нет сложных блокировок. Такую схему легче автоматизировать по сравнению со схемой с двойной системой шин, и она является более надежной. Эти схемы и следует преимущественно рекомендовать для УРП промышленных предприятий, так как почти все линии глубоких вводов, присоединяемых к УРП, взаимно резервируются или же имеют другие источники резервирования.

Одним из характерных примеров применения обходной системы шин на подстанциях промышленных предприятий являются мощные печные подстанции (см. рис. 8-34). На этих подстанциях происходят частые коммутационные операции, а выпускаемые выключатели не удовлетворяют этим условиям, быстро выходят из строя и поэтому требуют частых ревизий, смены масла, зачистки контактов и т. п. Такую схему можно применить также на подстанциях, питающих крупные электродвигатели с частыми пусками.

При числе присоединений до шести можно в целях экономии не предусматривать специального обходного выключателя, а использовать секционный или соответственно шиносоединительный выключатель в тот период, когда они не используются по своему прямому назначению. Такая схема дает значительную экономию без ущерба для удобства и надежности эксплуатации. На небольших УРП при числе отходящих линий до четырех допускается подключать трансформаторы мощностью до 63 МВ·А отделителями. При отсутствии транзитных линий на УРП следует применять блочные схемы.

На рис. 8-17 показана схема крупной узловой подстанции на напряжение 110 кВ с обходной системой шин. Часть энергии, поступающей из энергосистемы, трансформируется на напряжение 6 или 10 кВ для питания ближайшего района, а остальная энергия распределяется по линиям глубоких вводов 110—220 кВ (воздушных или кабельных) по другим районам предприятия. На рис. 8-18 представлена принципиальная схема подстанции 220 кВ с двумя рабочими системами шин и обходной системой с применением масляных

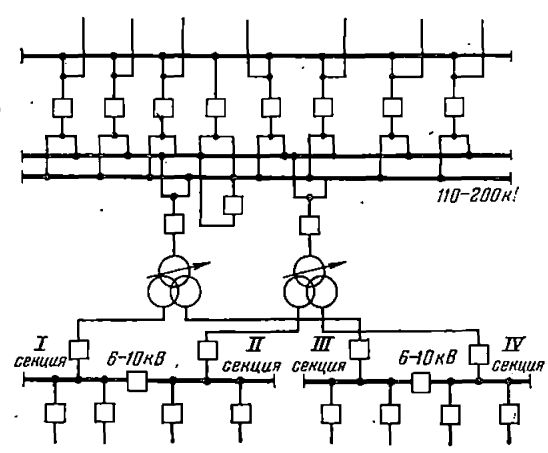


Рис. 8-17. Схемы крупной узловой распределительно-трансформаторной подстанции на напряжение 110 кВ с применением обходной системы шин.

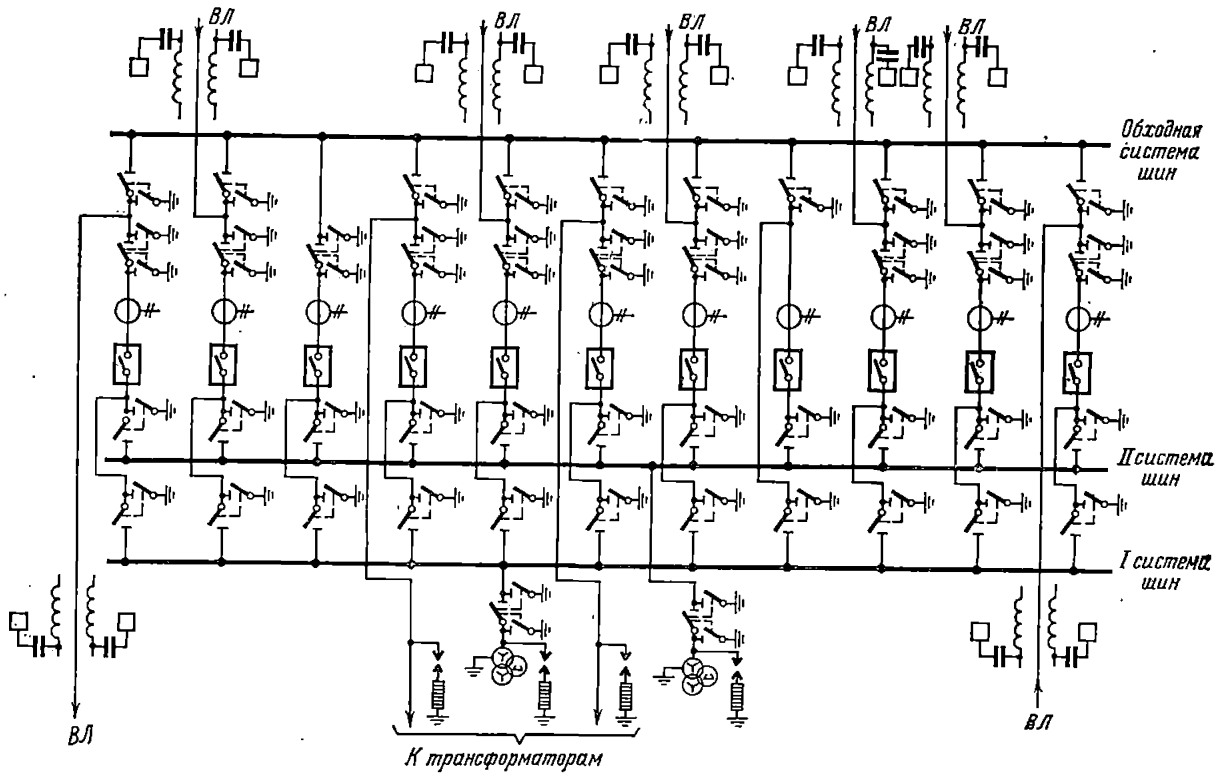


Рис. 8-18. Принципиальная схема подстанции 220 кВ с двумя рабочими и обходной системой шин.

или воздушных выключателей, разработанная ВГПИ Энергосетьпроект. Конструктивная часть этой подстанции приведена на рис. 8-66. Такая подстанция может быть применена в качестве УРП на предприятии при наличии значительного числа линий глубоких вводов и транзитных линий.

ж) УПРОЩЕННЫЕ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИЙ 35—220 кВ

Широкое применение на промышленных предприятиях нашли блочные схемы на подстанциях 35, 110 и 220 кВ, питаемых непосредственно от районнах сетей энергосистемы или же от узловых подстанций промышленных предприятий как по тупиковым, так и по транзитным воздушным или кабельным линиям. Эти подстанции выполняются без сборных шин на первичном напряжении 35, 110 или 220 кВ и, как правило, без масляных или воздушных выключателей.

В зависимости от мощности и назначения подстанций, от схемы их питания и удаленности от питающего источника применяются различные схемы их коммутации на первичном напряжении 35—220 кВ, приведенные на рис. 8-19. Ниже даны краткие характеристики этих схем и рекомендации по их применению.

1. **Схемы с отделителями и короткозамыкателями или с передачей отключающего импульса.** По принципу действия эти схемы разделяются на две основные группы.

В первую группу (рис. 8-19,*а*—*в*) входят одно- и двухтрансформаторные подстанции, питаемые по схеме блока радиальная линия—трансформатор. Эти схемы просты и не требуют отделителей, повреждения трансформаторов не отражаются на других подстанциях. Они могут применяться для трансформаторов любых мощностей, но только при радиальном питании и требуют, как правило, отдельной линии к каждому трансформатору. На рис. 8-19,*в* пунктиром показана перемычка, которая позволяет любой трансформатор питать от любой линии. В перемычке предусмотрены два разъединителя, чтобы их можно было поочередно ремонтировать без полного обесточения подстанции. Действие схем первой группы происходит следующим образом. При возникновении повреждения в трансформаторе короткозамыкатель включается под воздействием релейной защиты от внутренних повреждений в трансформаторе (газовой, дифференциальной), к которым нечувствительна защита головного участка линии, и производит искусственное короткое замыкание линии, вызывающее отключение выключателя на головном участке этой линии. Головной выключатель в данном случае осуществляет защиту не

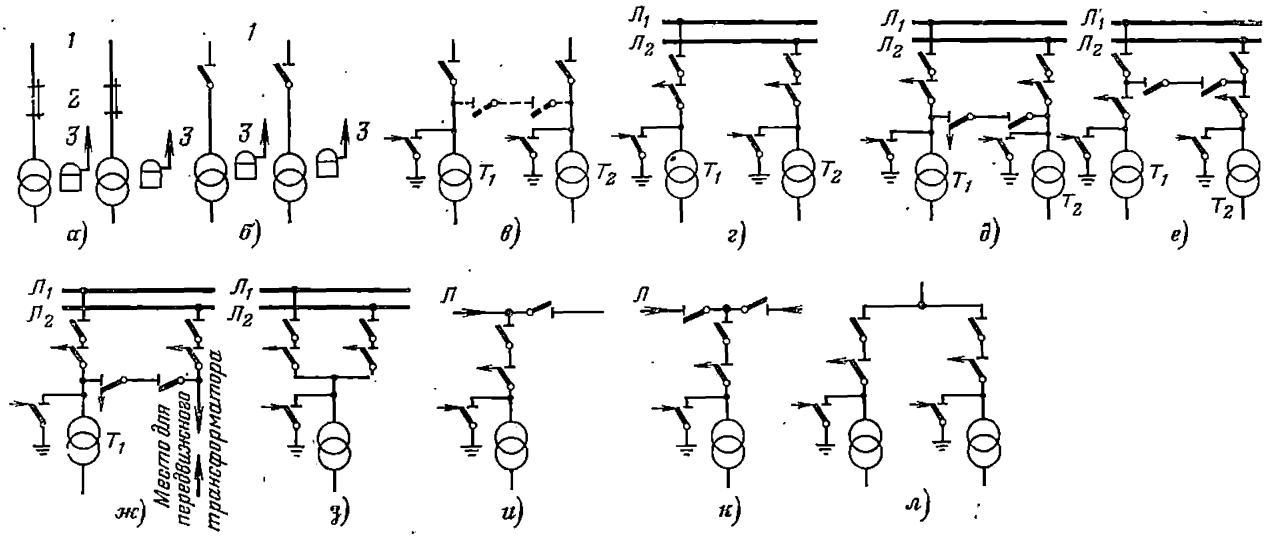


Рис. 8-19. Варианты выполнения элементов схем коммутации на первичном напряжении упрощенных подстанций 35—220 кВ.

только линии, но и трансформатора, а установленное на нем АПВ действует при повреждениях как в линии, так и в трансформаторе. В этих случаях выключатель на питающем конце после неуспешного АПВ[1] вновь отключается, действие схемы на этом заканчивается и линия остается отключенной вплоть до ликвидации повреждения в питаемом ею трансформаторе. В последнее время по соображениям, приведенным в гл. 5, вместо короткозамыкателей часто применяется схема с подачей отключающего импульса *3* на головной выключатель питающей линии (рис. 8-19,*а*, *б*). Иногда в целях удешевления радиальной схемы допускается при надлежащем техническом обосновании схема с подключением к источнику питания двух радиальных линий под общий выключатель на головном участке питающей линии (на УРП) при условии обеспечения надежного и быстродействующего АВР на вторичном напряжении ПГВ или ГПП, питаемых разными ветвями радиальных линий. Такая схема представлена на рис. 8-20. Каждая ПГВ получает питание от двух разных секций шин УРП.

Действие схемы на рис. 8-20 происходит следующим образом. При повреждении *Т2* на ПГВ1 от его защиты подается импульс на отключение выключателя *МВ2* на источнике питания (ИП). Указательное реле фиксирует поврежденный трансформатор. После неуспешного АПВ дежурный отключает разъединитель *Р1* и включает снова выключатель *МВ2*, тем самым восстанавливая питание неповрежденного трансформатора на ПГВ2 по линии *Л2*. Если ИП расположен в зоне с незапрязненной средой, то вместо разъединителей *Р1* и *Р2* можно поставить отделители, и все описанные выше операции будут выполнены автоматически. На время отключения линий *Л1* и *Л2* питание соответствующих секций ПГВ1 и ПГВ2 будет автоматически восстановлено от трансформаторов *Т1* при помощи АВР секционных выключателей. При аварии на линии *Л1* или *Л2* после неуспешного АПВ отключается *МВ2* от защиты соответствующей линии. Поврежденная линия фиксируется указательным реле. Восстановление питания по здоровой линии происходит так же, как и в описанном выше случае аварии с трансформатором, а питание секции на стороне 6—10 кВ восстанавливается при помощи АВР секционного выключателя.

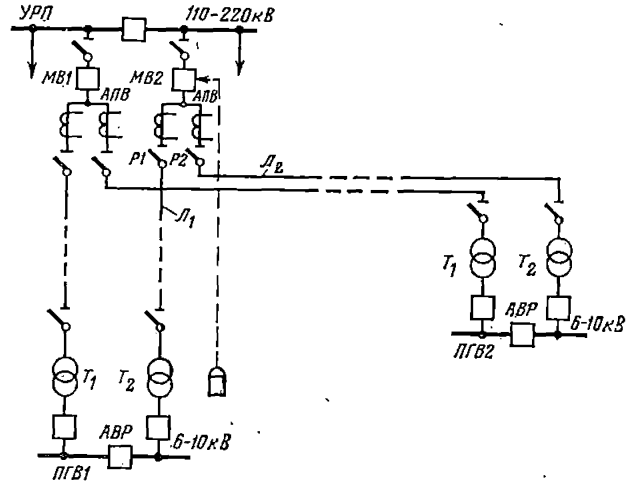


Рис. 8-20. Схема с подсоединением двух радиальных линий 110—220 кВ к одному выключателю.

[1] Успешное АПВ покажет, что имело место самоустранившееся повреждение.

Из изложенного следует, что при системе двухтрансформаторных ПГВ схема на рис. 8-20 обеспечивает бесперебойное питание ответственных потребителей при необходимом запасе мощности выбранных трансформаторов при использовании их допустимой послеаварийной перегрузки и наличии АВР на вторичном напряжении трансформаторов.

Во вторую группу (рис. 8-19,*г* — *к*) входят схемы подстанций, присоединяемых к ответвлениям от проходящих магистральных линий. Они более сложны, требуют применения, кроме короткозамыкателей, также отделителей и имеют тот недостаток, что при повреждении любого трансформатора отключаются кратковременно и все другие трансформаторы, подключенные к данной магистральной линии.

При этой схеме иногда приходится прибегать к двукратному АПВ (см. ниже), а это усложняет устройство АПВ, требуется более сложная блокировка с другими аппаратами, усложняются защита и автоматика при наличии на вторичном напряжении (6—10 кВ) крупных синхронных двигателей, синхронных компенсаторов, связей с ТЭЦ и другими источниками, дающими подпитку при коротком замыкании в сети первичного напряжения (см. ниже).

Действие схем второй группы, когда к одной линии присоединяется несколько трансформаторов или трансформатор питается от транзитной линии, происходит в такой последовательности. Замыкается короткозамыкатель поврежденного трансформатора и отключается выключатель на головном участке питающей линии, снабженный АПВ. С помощью вспомогательных контактов короткозамыкателя замыкается цепь привода отделителя поврежденного трансформатора, который должен отключаться при обесточенной питающей линии, т. е. позже отключения головного выключателя и ранее его АПВ во время так называемой «бестоковой» паузы. Если собственное время отключения отделителя меньше или равно времени действия защиты выключателя головного участка линии, то в схему отключения отделителя необходимо ввести выдержку времени, так как отделитель не способен отключить ток нагрузки и тем более ток повреждения. Для фиксации отключения головного выключателя питающей линии в схемах с применением отделителей в цепи короткозамыкателя предусматривается трансформатор тока. После отключения отделителем поврежденного трансформатора АПВ головного участка линии, имеющего необходимую выдержку времени, вновь автоматически включает линию, и тем самым восстанавливается питание неповрежденных трансформаторов и отдельных подстанций, подключенных к данной линии. При большом времени отключения отделителей нужно предусматривать двукратное АПВ. Первый цикл имеет минимальную выдержку времени для быстрейшего отключения неустойчивых повреждений на линиях, являющихся наиболее частыми. В это время действие отделителя блокируется, и его отключение происходит лишь во время второго цикла, более продолжительного. В приводе отделителя предусмотрена катушка для электрической блокировки с короткозамыкателем, не позволяющей отключаться отделителю ранее головного выключателя линии. На рис. 8-19,*г* приведена схема двухтрансформаторной подстанции с отделителями и короткозамыкателями, присоединенной к двум параллельным магистральным линиям. Каждый трансформатор подключен только к своей линии через разъединитель и отделитель. Перед каждым трансформатором установлен короткозамыкатель. На рис. 8-19,*д*, *е*, приведены аналогичные схемы, но с перемычками между ответвлениями к трансформаторам. На рис. 8-19,*з* показана схема подстанции с одним трансформатором, подключенным к двум параллельным магистральным линиям через отделители, оборудованные автоматическими приводами, действующими на отключение и включение. Нормально трансформатор подключен к одной из параллельных линий. На рис. 8-19,*и* представлена подстанция с одним трансформатором, подключенным через отделитель к одиночной линии с односторонним питанием, к которой подключены на отпайках несколько подстанций. У места отпайки в линии устанавливается разъединитель с ручным приводом в сторону следующей подстанции по направлению передачи электроэнергии. На рис. 8-19,*к* показана схема, аналогичная предыдущей, но с подключением трансформаторов к одиночной линии с двусторонним питанием. По обе стороны каждой отпайки в линии устанавливаются разъединители с ручными приводами. Это делается для возможности отключения аварийных участков и продолжения работы остальных частей схемы. На рис. 8-19,*л* показана схема двухтрансформаторной подстанции, питаемой от одной радиальной линии. Каждый трансформатор снабжен разъединителем, отделителем и короткозамыкателем, чтобы иметь возможность оперативных переключений. Действие этой схемы аналогично действию схем «отпаечных» подстанций, показанных на рис. 8-19,*г*—*е* и *и*, *к*. На рис. 8-19,*ж* приведена схема однотрансформаторной подстанции, на которой предусмотрено подключение передвижного резервного трансформатора. Из схем двухтрансфор-

маторных подстанций второй группы наиболее простой, надежной и рекомендуемой является схема без перемычек, представленная на рис. 8-19,*г*. Если число двухтрансформаторных подстанций, присоединяемых к магистральной линии 110—220 кВ, значительно, иногда применяется перемычка между двумя ответвлениями. Перемычки могут оказаться целесообразными в зонах с незагрязненной средой при значительном числе подстанций, присоединенных к одной линии 110—220 кВ, или при необходимости частых режимных переключений. Они могут быть выполнены по одной из двух схем, приведенных на рис. 8-19,*д* и *е*. Перемычка по схеме рис. 8-19,*д* позволяет подключить оба трансформатора к любой линии. Это может быть сделано дистанционно средствами телемеханики (с применением приводов ШППО) или автоматически. Схема рис. 8-19,*д* имеет следующие недостатки. Если, например, трансформатор T_1 находится в ревизии, то второй трансформатор нельзя подключить к линии $Л_1$. При отключении одной из линий, например $Л_1$, и при необходимости по режиму нагрузки оставить в работе только один из трансформаторов трансформатор T_1 не может быть включен и может работать только трансформатор T_2. Если оба трансформатора работают от одной линии, например $Л_1$, то в случае повреждения трансформатора T_1 будет отключена вся подстанция. Схема рис. 8-19,*е* позволяет во время аварий одной из линий, например $Л_2$, совпавшей с ревизией трансформатора T_1, осуществить питание трансформатора T_2 от здоровой линии $Л_1$, чего нельзя сделать при схеме рис. 8-19,*д*. Эта схема дает больше возможностей в отношении резервирования. Вообще же схемы с перемычками нужно применять при наличии существенных обоснований их целесообразности.

На подстанциях 110—220 кВ короткозамыкатели присоединяются только к одной фазе, так как сети 110—220 кВ имеют глухозаземленную нейтраль и для срабатывания защиты на головном участке достаточно однополюсного короткого замыкания. На подстанциях 35 кВ короткозамыкатели нужно ставить не менее чем на двух фазах, так как нейтраль в сетях 35 кВ изолирована. В тех случаях, когда в цепи трансформатора установлены отдельные (не встроенные) трансформаторы тока, короткозамыкатели нужно присоединять таким образом, чтобы они не входили в зону дифференциальной защиты трансформатора. В противном случае при действии газовой или максимальной защиты трансформатора, вызывающей включение короткозамыкателя, будет происходить срабатывание также и дифференциальной защиты, будет труднее разобраться в причине и характере повреждения, и, следовательно, ликвидация аварии затянется. Короткозамыкатели нужно присоединять после линейного разъединителя со стороны трансформатора, а не линии. В противном случае при проверке газовой защиты, при замыкании поплавка реле короткозамыкатель может включиться на рабочее напряжение линии и вызвать ее отключение и перерыв питания всех подключенных к ней потребителей, что и имело место в эксплуатации. Разрядники также должны устанавливаться вне зоны дифференциальной защиты, так как работа разрядников может вызвать действие защиты и, следовательно, неправильное отключение трансформатора. В схемах ответвительных двухтрансформаторных подстанций (рис. 8-19,*г*—*е* и др.) короткозамыкатели у разных трансформаторов рекомендуется ставить на разных фазах. Это позволит быстрее выявить поврежденный трансформатор. При применении для дифференциальной защиты трансформаторов тока, встроенных в выводы силовых трансформаторов, короткозамыкатели и разрядники всегда будут присоединены вне зоны дифференциальной защиты. Кроме аварийных отключений, отделители служат также для оперативных переключений и рассчитаны на отключение и включение тока холостого хода трансформатора. Для питания оперативных цепей отделителей при разобщенной конструкции короткозамыкателя и отделителя может быть применена аккумуляторная батарея 48 В или же конденсаторное устройство, разработанное ВНИИЭ. На подстанциях, подключенных к отпайкам от проходящих линий, предусматривается постоянный контроль исправности цепей оперативного тока, так как нарушение этих цепей может привести к прекращению питания нескольких подстанций, подключенных к одной линии. В схемах с короткозамыкателями на тупиковых линиях обычно предусматривается установка разъединителей на первичном напряжении. Необходимо также предусматривать установку разъединителей (с заземляющими ножами с двух его сторон) перед отделителями при питании по магистрали для возможности осмотра, ревизии и ремонта самих отделителей и их приводов без нарушения питания других нагрузок, присоединенных к данной линии. При возможности подачи напряжения с двух сторон разъединители должны устанавливаться также с двух сторон отделителя. Трансформаторы собственных нужд в схемах с короткозамыкателями на мощных подстанциях присоединяются не к сборным шинам вторичного напряжения, а к выводам вторич-

ного напряжения основного трансформатора до его выключателя. Это позволяет иметь источник энергии для разных работ на подстанции при отключенных сборных шинах, например при их ревизии или чистке, а также дает возможность включения приводов тяжелых вводных выключателей при пуске подстанции, когда на ее шинах еще нет напряжения. Мощность трансформаторов на упрощенных подстанциях с короткозамыкателями и отделителями должна находиться в пределах коммутационной способности разъединителей и отделителей для отключения тока холостого хода, т. е. до 60 МВ·А (см. § 8-3, п. «а»).

Для более успешного применения отделителей и короткозамыкателей в первую очередь необходимо улучшить качество их заводского изготовления путем применения разработанной модернизации и обеспечить правильную и тщательную их эксплуатацию и своевременную профилактику. Для этого необходимы [Л. 8-5]:

1) опробование действия отделителей и короткозамыкателей не реже 2 раз в год;

2) ежегодная замена смазки в трущихся частях и шарнирах;

3) тщательная регулировка степени захода ножа в неподвижный контакт;

4) серебрение разъемных соединений для уменьшения трения ножа, а не смазывание;

5) применение смазки ГОИ-54 с добавлением 5% графита вместо смазки ЦИАТИМ-201;

6) использование опыта энергосистем, которые устанавливают подшипники качения у отделителей и короткозамыкателей с целью уменьшения трения подвижных частей.

Совокупность этих мероприятий несомненно повысит надежность работы отделителей и короткозамыкателей и увеличит область их применения на предприятиях. Отзывы ряда энергосистем [Л. 8-5] показывают, что, несмотря на низкое качество этих аппаратов, при тщательной их эксплуатации и проведении профилактики и хотя бы частичном соблюдении упомянутых мероприятий надежность их работы находится на удовлетворительном уровне. Следовательно, при применении двухтрансформаторных подстанций с взаимным резервированием трансформаторов и при наличии АВР на вторичном напряжении эти схемы можно считать достаточно надежными для промышленных предприятий, за исключением случаев, упомянутых выше.

На рис. 8-21,*а* дана в качестве примера упрощенная схема подстанции на напряжение 110/6—10 кВ с двумя трансформаторами мощностью по 40 000 кВ·А с применением отделителей (ОД) и короткозамыкателей (КЗ). Эта подстанция утверждена Госстроем СССР в качестве типовой. При повреждении трансформатора его защита действует на включение короткозамыкателя, и затем действие схемы происходит согласно приведенному выше описанию. Трансформаторы на этой подстанции выбраны с регулированием напряжения под нагрузкой и с расщепленными обмотками вторичного напряжения. Каждая ветвь обмотки подключена к отдельной секции шин 6—10 кВ, которые попарно связаны секционными выключателями ВМП-10К, т. е. секции *Ic* и *IIc*, питаемые от трансформатора *1*, связаны соответственно с секциями *IIIc* и *IVc*, питаемыми от трансформатора *2*. Таким образом, секции, питаемые от разных трансформаторов, могут взаимно резервировать друг друга в случае аварии или ревизии трансформатора. На рис. 8-21,*б* приведена схема мощной ГПП с двумя трансформаторами по 63 или 80 МВ·А при распределении электроэнергии на стороне вторичного напряжения по кабельным линиям и по токопроводам. Токопроводы присоединены к выводам одной из расщепленных обмоток вторичного напряжения трансформаторов. Вторые обмотки трансформаторов через сдвоенные реакторы питают секции сборных шин 6—10 кВ. При этом каждая секция шин питается через свою ветвь сдвоенного реактора. Примеры упрощенных схем главных понизительных подстанций 110—220 кВ на стороне первичного напряжения можно увидеть также на рис. 8-15 и др. При напряжении 35 кВ и небольшой мощности короткого замыкания, не превышающей параметров **выключателей типа С-35,** целесообразно применять эти выключатели вместо отделителей и короткозамыкателей, так как существенного перерасхода средств при этом не получится, а в эксплуатационном отношении схема с выключателями имеет преимущества.

2. **Схемы только с разъединителями или с глухим присоединением на стороне первичного напряжения трансформаторов.** Эти схемы (рис. 8-19,*а* и *б*) можно применять для трансформаторов мощностью до 4000 (5600) кВ·А включительно, не требующих газовой защиты (см. § III-2-51 ПУЭ), при питании их по радиальной тупиковой линии по схеме блока линия — трансформатор. Они могут быть применены также для трансформаторов любой мощности при радиальном питании в следующих случаях:

а) при относительно близком расположении источника питания, когда целесообразным является дистанционное управление выключателями головного участка питающей линии по

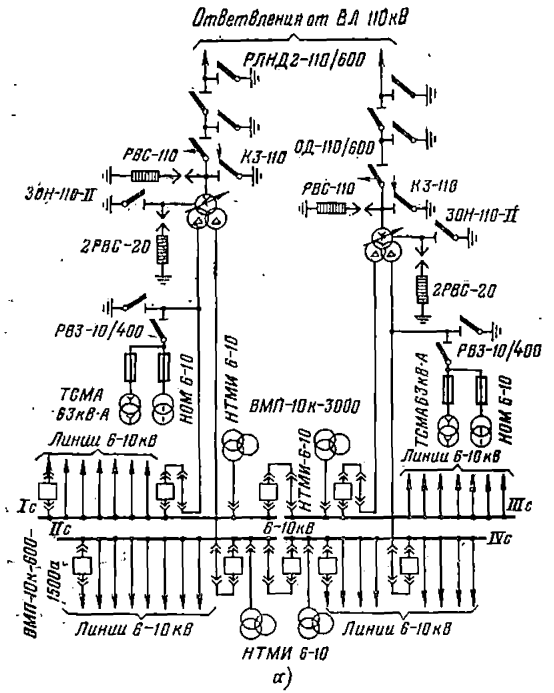
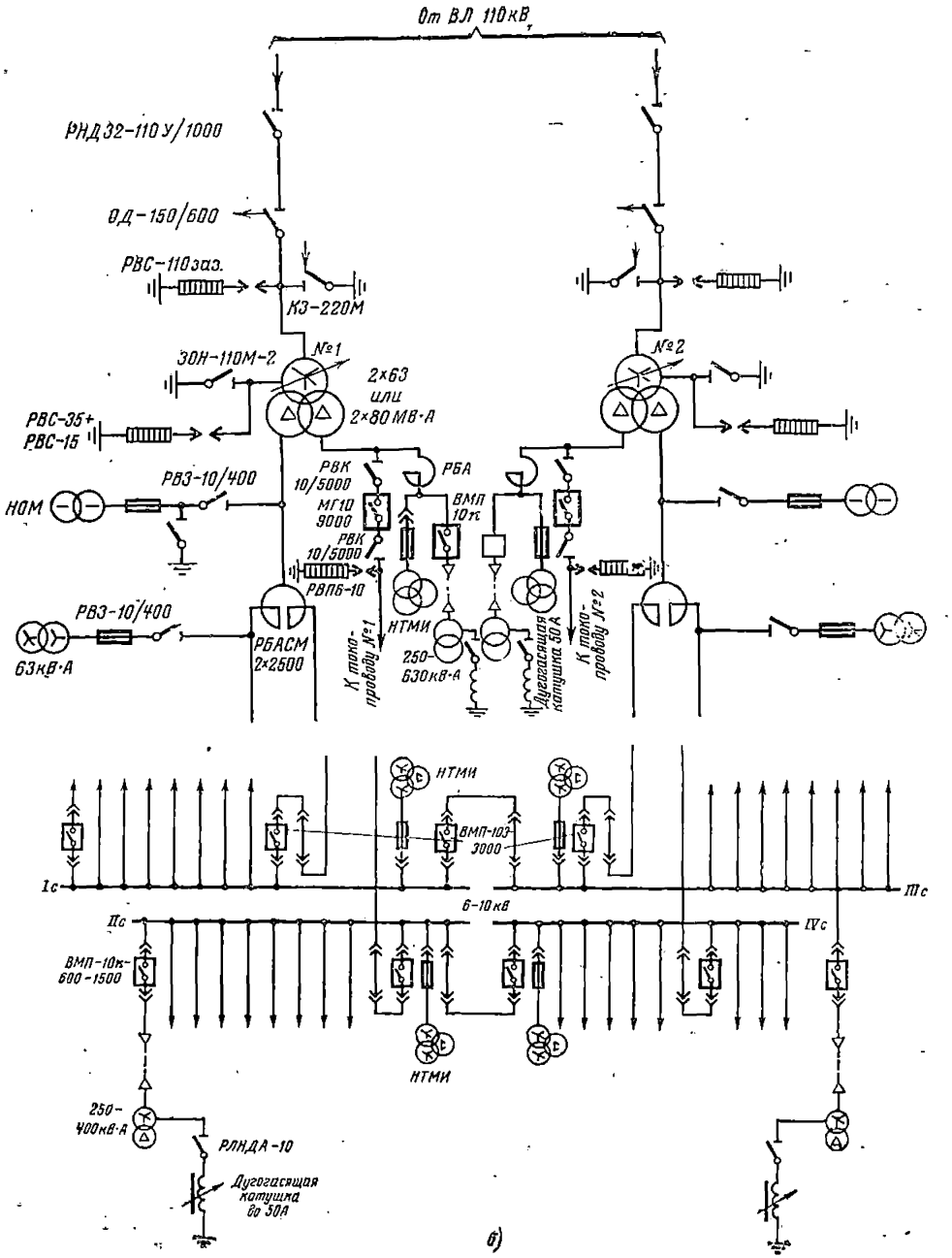


Рис. 8-21. Примеры ГПП с упрощенными схемами на протяжении 110 кВ.

а — типовая ГПП с двумя трансформаторами мощностью по 25—40 МВ·А; *б* — мощная ГПП с распределением мощности по кабельным линиям и токопроводам.



контрольным проводам с воздействием на них защиты трансформатора;

б) при подаче отключающего импульса на головной выключатель;

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

Схема с глухим присоединением понизительных трансформаторов 110—220 кВ, питаемых от энергосистемы или от узловой подстанции предприятия по радиальным линиям, является простейшей. Такая схема (рис. 8-19,*а*) наиболее целесообразна на промышленных предприятиях с загрязненной и агрессивной окружающей средой, так как чем меньше аппаратов, тем меньше очагов загрязнения и коррозии. В этих случаях допускается не устанавливать даже разъединителей, а предусматривать лишь так называемый «ремонтный разъем» *2* подводимых проводов на случай ревизии или ремонта трансформаторов. При отсутствии интенсивного загрязнения окружающей среды, разумеется, вместо ремонтного разъема нужно ставить разъединители (рис. 8-19,*а*).

В схемах рис. 8-19,*а* и *б* предусмотрена подача отключающего импульса *3* на выключатель, установленный на головном участке питающей линии. Передача отключающего импульса может быть осуществлена по проводам воздушной линии электропередачи с помощью высокочастотной аппаратуры (ВЧТО-М); воздушным проводным линиям; УКВ радиоканалу; кабелям связи. Выбор способа подачи отключающего импульса производится с учетом степени удаленности от питающей подстанции, мощности трансформаторов, надежности работы, экономичности устройства и др. Он должен обеспечивать надежное и безаварийное отключение при повреждении блока ВЛ — трансформатор и иметь оптимальные экономические показатели.

Предусматривается резервирование передачи отключающего импульса, которое может быть осуществлено несколькими способами:

при применении высокочастотной системы передача импульса производится одновременно по различным каналам передатчика по двум линиям (по данной линии и по соседней);

при передаче по кабелям связи предусматриваются два кабеля, проложенные на расстоянии не менее 5 м при прокладке в земле; при прокладке в туннелях и каналах соблюдаются требования, предъявляемые к прокладке кабелей к электроприемникам 1-й категории и «особой» группы (см. гл. 11);

при помощи короткозамыкателей.

Вопрос о необходимости резервирования отключающего импульса решается в зависимости от местных условий, в частности он может понадобиться при прохождении кабеля связи по территории, где имеется большая вероятность его повреждения, по неблагоустроенной территории незаконченного строительства и т. п.

Схема с подачей отключающего импульса особенно целесообразна при установке на головном участке линии воздушных выключателей, которые не выдерживают отключения «неудаленных» коротких замыканий, так как при схеме с короткозамыкателями число таких замыканий увеличивается.

Схема с подачей отключающего импульса имеет преимущество также и в том отношении, что при ней не будет посадки напряжения на питающей узловой подстанции, которая возникает при действии короткозамыкателя, что весьма нежелательно. Эту схему можно применять не только для тупиковых радиальных линий, но и для подстанций, питаемых отпайками от магистральной линии при расположении подстанций вблизи центра питания. На этих подстанциях предусматриваются только отделители, а импульс от действия защиты трансформатора передается не на короткозамыкатель, а непосредственно на выключатель головного участка питающей магистрали.

Для передачи отключающих импульсов на головной выключатель питающей линии могут быть применены кабели связи марок ТЗБ, МКБ, МКПАБп, МКПАШп и др. с испытательным напряжением не менее 1,8 кВ, что примерно соответствует испытательному напряжению 2 кВ релейной части схемы. При длине передачи до 10 км обычно используются по одной паре кабелей для каждой передачи с учетом обеспечения также других нужд: связь, телемеханика, релейная защита и т. п. При длине передачи более 10 км используется аппаратура уплотнения с передачей по одной паре нескольких сигналов.

Необходимо иметь в виду, что при коротком замыкании в сети 110—220 кВ с заземленной нейтралью в кабелях передачи отключающего импульса могут возникнуть значительные перенапряжения, значение которых пропорционально значению тока к. з. и коэф-

фициенту защитного действия оболочки и брони кабелей. Эти значения могут превышать испытательные напряжения контрольных кабелей, приведенные выше. Поэтому при проектировании необходимо учитывать экранирующее действие подземных трубопроводов, рельсовых путей, металлических оболочек кабелей, тросов ближайших ВЛ и других естественных экранов.

Наиболее пригодным в настоящее время является кабель связи марки МКПАБп, который согласно техническим условиям (ТУМИ 056-68) выдерживает напряжение не менее:

между жилами четверок . . . . . 2 кВ
между всеми жилами (в том числе контрольной) и оболочкой . . . . . 5 кВ

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

Практика эксплуатации показала, что если на упрощенных подстанциях без выключателей на стороне 110—220 кВ силовые трансформаторы не имеют встроенных трансформаторов тока, а поэтому на подстанции имеются только газовые реле, то защита получается неудовлетворительной, так как дальнее резервирование защитами питающих линий 110—220 кВ не всегда обеспечивается по ее чувствительности. При этом участок цепи на стороне напряжения 6—10 кВ оказывается без защиты и короткое замыкание на нем приводит к повреждению трансформатора вследствие длительного протекания по нему большого тока.

В этих случаях необходимо применять так называемые накладные трансформаторы тока типа ТОНД-I на 35—110 кВ или ТОНД-II на 220—330 кВ. Эти трансформаторы тока позволяют осуществить дифференциальную или максимальную защиту, которая будет реагировать на короткое замыкание также и в пределах указанного выше участка и действовать на отключение головного выключателя питающей линии с помощью короткозамыкателя или передачи отключающего импульса. Указание о необходимости такой защиты Техническое управление МЭ и Э распространило решением № Э-11/66 от 30/IX 1966 г. также и на действующие подстанции, на которых нет трансформаторов тока, встроенных во втулки силовых трансформаторов.

Корпусная защита трансформаторов не оправдала себя в эксплуатации и предусматриваться не должна; при наличии накладных трансформаторов тока она вообще теряет актуальность.

3. **Схемы с выключателями.** При определенных условиях (см. выше) на ГПП и ПГВ промышленных предприятий необходимо применение масляных или воздушных выключателей. Обоснованиями для применения схемы по рис. 8-22 на предприятиях могут явиться:

условия самозапуска электродвигателей, так, время действия АВР при схеме рис. 8-19,*е* с отделителями больше, чем при схеме рис. 8-22 с выключателями;

усложнение защиты и автоматики при применении отделителей при подпитке места короткого замыкания на линии 110—220 кВ или на ответвлении от нее при двустороннем питании (см. гл. 10);

все еще недостаточное качество отделителей и короткозамыкателей, не позволяющее применять их в зонах с загрязненной средой и в районах Крайнего Севера (см. гл. 5), хотя, судя по докладам, представленным в [Л. 8-5], при применении соответствующих мероприятий по установке и при эксплуатации отделителей и короткозамыкателей их работа в северных районах возможна, но при обязательном улучшении их качества и частой профилактике.

Схемы с выключателями применяются также в следующих случаях:

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

при включении трансформаторов в рассечку транзитных линий или линий с двусторонним питанием;

если по техническим причинам не могут быть применены короткозамыкатели, а стоимость устройств и кабелей для передачи отключающего импульса велика.

Простейшая блочная схема с установкой выключателей только на вводах к трансформаторам представлена на рис. 8-22. В некоторых, относительно редких для промышленных предприятий, случаях для обеспечения эксплуатационных переключений в блочной схеме предусматривается перемычка с выключателем, так называемая схема «мостика». На рис. 8-23,*а* показан вариант с устройством перемычки между линейными выключателями и трансформаторами. Этот вариант применяется при ровном графике нагрузки, когда трансформаторы все время равномерно загружены и нет необходимости в частых режимных переключениях.

На рис. 8-23,*б* приведен вариант с перемычкой, смонтированной между линейными выключателями и линиями, т. е. на выходе линий. Такой вариант целесообразен при неравномерном суточном графике нагрузки, когда требуются частые режимные отключе-

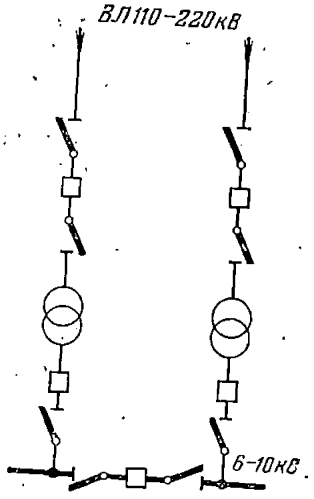


Рис. 8-22. Упрощенная схема подстанции 110—220 кВ с выключателями на вводах ВЛ.

ния и включения трансформаторов. Схема рис. 8-23,*а* более подходит для большинства промышленных предприятий.

Для удобства переключений при ревизиях и ремонтах трансформаторов или линий без временного вывода из работы смежных элементов в схемах мостика иногда предусматриваются показанные пунктиром дополнительные перемычки, в которых устанавливаются два последовательно соединенных разъединителя.

Эти перемычки позволяют не прерывать транзиты энергии на линии при ремонте выключателей на подстанции. Установка именно двух разъединителей необходима для возможности поочередной ревизии или ремонта одного из них без нарушения работы элементов мостика: трансформаторов или линий.

Если в цепи трансформатора после перемычки поставить отделитель, то при повреждении трансформатора он отключается в бестоковую паузу и транзит энергии автоматически восстановится.

Рекомендуется к преимущественному применению схема с двумя выключателями на рис. 8-22 как наиболее простая, дешевая и надежная, особенно в загрязненных зонах. При наличии АВР на вторичном напряжении трансформаторов и достаточном запасе мощности в них для взаимного резервирования эта схема удовлетворяет условиям бесперебойного питания ответственных потребителей.

При числе цепей более четырех применение мостиковых схем с выключателями не рекомендуется. В этих случаях можно рассмотреть целесообразность применения смешанных схем с выключателями и с короткозамыкателями, предложенных И. Г. Аксентоном, представленных на рис. 8-24.

На схеме рис. 8-24,*а* отходящая линия *Л3* в нормальном режиме питается от блока линия — трансформатор *Л1—Т1* через выключатель *1*. При повреждении в системе блока *Л1—Т1* отключаются выключатель на головном участке линии (не показанный на схеме) и выключатель *1*, после чего отходящая линия *Л3* с помощью АВР переключается на блок *Л2—Т2*. При повреждении линии *Л3* защитой отключается выключатель *1*, а затем, если повреждение устойчивое, и выключатель *2* (после автоматического включения резерва). Аналогично действует схема и для четырех линий (рис. 8-24,*б*).

Для двух линий с одним трансформатором можно применять схему рис. 8-24,*в*. При повреждениях в трансформаторе последний отсоединяется отделителем с автоматическим приводом после отключения головного выключателя.

При больших мощностях транзитной линии *Л3* (рис. 8-24,*б*) может оказаться целесообразным держать включенными выключатели *1* и *2*. При этом релейная защита должна быть построена таким образом, чтобы при повреждениях в блоке линия — трансформатор отключался раньше выключатель *1* или *2*, а затем уже соответствующий выключатель на головном участке.

Для подстанций с тремя-четырьмя линиями схема дает экономию четырех выключателей, или около 10 тыс. руб., для подстанций напряжением 35 кВ и 45 тыс. руб. для подстанции напряжением 110 кВ.

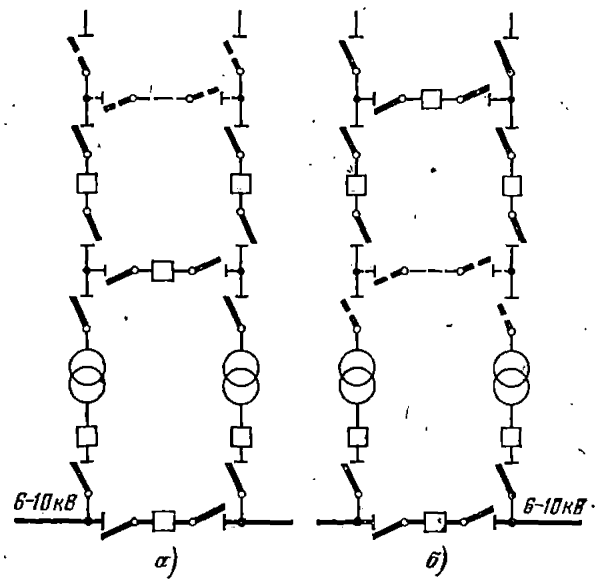


Рис. 8-23. Схемы мостика.

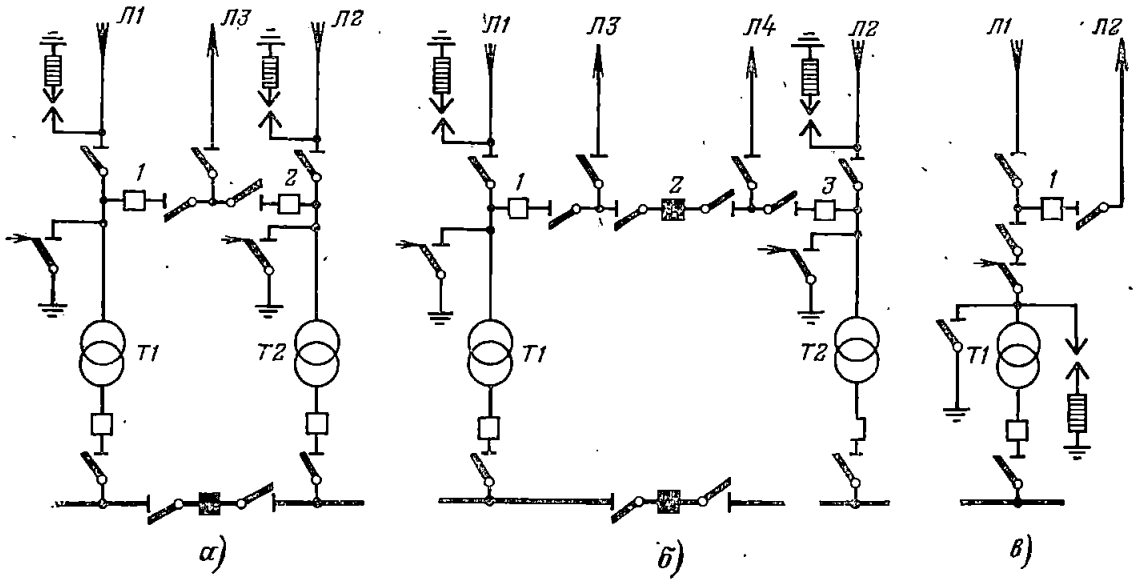


Рис. 8-24. Упрощенные схемы коммутации проходных подстанций 35—220 кВ.
а — с тремя линиями и двумя трансформаторами; *б* — с четырьмя линиями и двумя трансформаторами; *в* — с двумя линиями и одним трансформатором.

Схемы, аналогичные приведенным на рис. 8-24, получили применение в типовых решениях Энергосетьпроекта.

В связи с широким применением схем без выключателей на первичном напряжении с устройством АВР на вторичном напряжении 6—10 кВ схемы мостика с выключателями в значительной мере теряют актуальность в электроснабжении промышленных предприятий, особенно после улучшения качества отделителей и короткозамыкателей.

4. **Схемы с разъединителями и стреляющими предохранителями типа ПСН.** Схемы с предохранителями типов ПСН-35 и ПСН-110 (рис. 8-25) применяются на открытых подстанциях напряжением 35 и 110 кВ наружной установки в пределах их параметров по номинальному току, напряжению и разрывной мощности. В закрытых помещениях их ставить не допускается.

Такие схемы рекомендуются при трансформаторах мощностью до 4000 (6300) кВ·А. В дальнейшем после освоения более мощных предохранителей область их применения должна расшириться. Они более удобны в эксплуатации по сравнению с короткозамыкателями и отделителями и обладают быстродействием, а по простоте и экономичности не уступают последним, а даже превосходят их. Недостатки схем с предохранителями приведены в § 8-3 п. «а».

В процессе эксплуатации подстанций со стреляющими предохранителями выявилось, что очень трудно добиться селективности их срабатывания с защитами, установленными на линиях 6—10 кВ, отходящих от этой подстанции, при повреждении на этих линиях. Дело в том, что время сгорания плавких вставок предохранителей ПСН мало. При повреждении же самих трансформаторов трудно обеспечить селективность предохранителей с релейной защитой, установленной на питающих линиях 35 кВ. Эти обстоятельства в известной степени ограничивают область применения стреляющих предохранителей. Подробные указания по согласованию работы

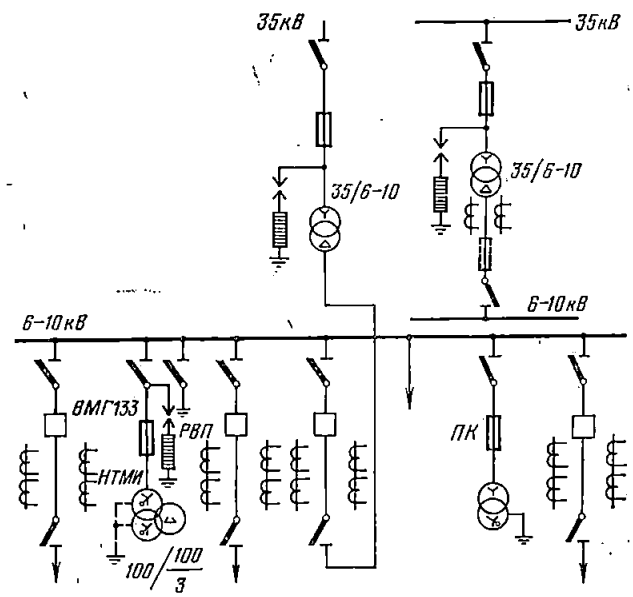


Рис. 8-25. Схема с разъединителями и стреляющими предохранителями типа ПСН.

предохранителей ПСН и ПК и релейной защиты приведены в [Л. 8-7].

5. **Схемы с открытыми плавкими вставками 35—110 кВ.** В целях дальнейшего удешевления подстанций 110 и 35 кВ были предложены схемы с применением специальных открытых плавких вставок (рис. 8-26) взамен короткозамыкателей и отделителей.

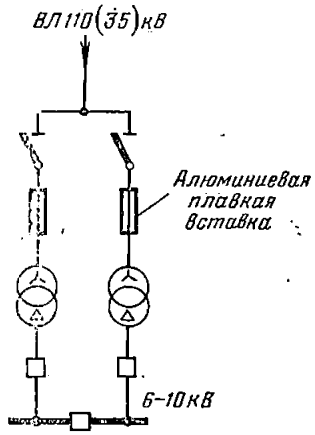


Рис. 8-26. Схема подстанции 35—110 кВ с открытыми плавкими вставками.

Для обеспечения действия схемы перегорание вставки в любой фазе должно вызывать короткое замыкание (через дугу) по крайней мере одной из фаз в сетях с большим током замыкания на землю (т. е. при заземленной нейтрали) и не менее двух фаз в сетях с малым током замыкания на землю (т. е. при изолированной нейтрали).

Указанное условие обеспечивается конструктивным решением схемы с открытыми плавкими вставками (см. [Л. 1-9]), которые выполняются из одной или двух-трех алюминиевых проволок, откалиброванных вручную.

Хотя применение этой схемы несколько уменьшает капитальные затраты и эксплуатационные расходы, но надежность работы подстанции при этом понижается (см. «Электричество», 1960, № 4 и 1961, № 12).

Подстанции с открытыми плавкими вставками не нашли широкого применения не только на промышленных подстанциях, но и в энергосистемах. Их можно допустить в тех случаях, когда подстанции, присоединяемые к данной линии, не предъявляют больших требований к бесперебойности питания, при необходимости срочного пуска подстанции, при отсутствии аппаратуры, а также для временных подстанций.

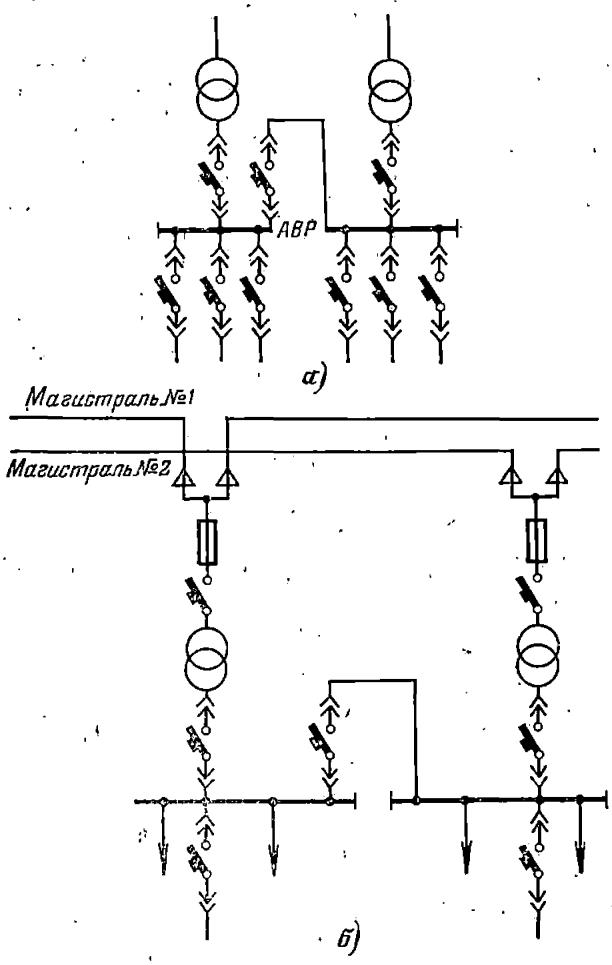


Рис. 8-27. Схемы двухтрансформаторных цеховых подстанций 6—10 кВ без сборных шин высокого напряжения.

а — при радиальном питании; *б* — при магистральном питании.

з) СХЕМЫ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 6—20/0,38—0,66 кВ БЕЗ СБОРНЫХ ШИН НА ПЕРВИЧНОМ НАПРЯЖЕНИИ

Схемы коммутации цеховых трансформаторных подстанций напряжением 6—20/0,38—0,66 кВ также в большинстве случаев выполняются без сборных шин первичного напряжения как при радиальном, так и при магистральном питании, если к этим подстанциям не присоединены электроприемники или линии на стороне высшего напряжения. При радиальном питании этих подстанций кабельными линиями по схеме блока линия — цеховой трансформатор обычно применяется глухое присоединение трансформаторов (рис. 8-27,*а*). Установка на подстанции коммутационного аппарата (разъединителя, выключателя нагрузки и в редких случаях масляного выключателя) требуется в следующих случаях:

при питании подстанции от источника, находящегося в ведении другой эксплуатирующей организации;

на подстанциях, значительно (3—5 км) удаленных от питающего пункта, например на береговых насосных;

при необходимости установки отключающего аппарата по условиям защиты, напри-

мер для воздействия газовой защиты или защиты от однофазных замыканий на землю на стороне низшего напряжения трансформатора, если такая защита необходима на данной подстанции.

При магистральном питании цеховых трансформаторных подстанций на вводе к трансформатору в большинстве случаев устанавливаются предохранители в комплекте с выключателем нагрузки или разъединителем, обеспечивающие селективное отключение при повреждении или ненормальном режиме работы трансформатора (рис. 8-27,*б*). Глухое присоединение трансформатора к магистрали применяется редко, так как повреждение в нем при такой схеме приведет к отключению всей магистрали выключателем на головном ее участке и при этом потеряют питание все другие присоединенные к ней подстанции. Глухое присоединение допустимо и иногда применяется на двухтрансформаторных подстанциях в тех случаях, когда при отключении одной магистрали обеспечивается питание по другой параллельной магистрали, питающей вторые трансформаторы на подстанциях. При этом мощность каждого трансформатора рассчитана на питание всех ответственных потребителей на время, необходимое для отключения аварийного трансформатора и восстановления питания остальных трансформаторов по первой магистрали.

Возможность глухого присоединения трансформатора к магистрали должна проверяться с точки зрения чувствительности защиты головного участка магистрали к внутренним повреждениям трансформаторов (витковые замыкания обмоток). Подсоединение к шинной подстанции может быть выполнено различным образом. Оно зависит от типа и выполнения магистрали, назначения и мощности подстанции, степени резервирования питания и других факторов и может быть правильно решено лишь при проектировании общей схемы электроснабжения (см. § 5-2).

и) Схемы с выключателями нагрузки

Надежные выключатели нагрузки, примененные в комплекте с силовыми предохранителями, упрощают конструкции распределительного устройства напряжением 6—10 кВ малой и средней мощности и снижают их стоимость. В соответствии с ПУЭ они могут быть применены для трансформаторов мощностью до 1000—1600 (1800) кВ·А, батарей конденсаторов до 400 квар и электродвигателей 6 кВ мощностью до 600—1500 кВт в тех случаях, когда их параметры достаточны по номинальному режиму и режиму короткого замыкания и обеспечивают надежную защиту соответствующих элементов данной электроустановки и правильную ликвидацию нарушений нормального режима работы системы электроснабжения. Выключатели нагрузки, иначе называемые разъединителями мощности, нашли значительное применение в странах Западной Европы.

Схемы первичных соединений отходящих линий, снабженных выключателями нагрузки и предохранителями, могут быть выполнены согласно рис. 8-28.

Рекомендуются схемы включения выключателя нагрузки ВН и предохранителей ПК, приведенные на рис. 8-28,*а, б*. На этих схемах предохранители установлены перед выключателем нагрузки, считая по направлению тока.

Основное преимущество этой схемы заключается в том, что если при отключении выключателя нагрузки возникнут какие-либо неполадки, например затяжка дуги вследствие износа вкладышей или неисправности дугогасительной камеры или же при случайном превышении отключаемого тока сверх значений, указанных выше, то расположенные выше предохранители мгновенно отключат данную линию и возникшая авария ограничится только пределами данной камеры и не распространится на все распределительное устройство. Кроме того, такая установка предохранителей дает возможность безопасного осмотра и ревизии выключателя нагрузки при вынутых предохранителях и вдвинутом временном защитном щите (см. рис. 8-46,*г*). Таким образом, кроме своего основного назначения, предохранитель в данном случае играет роль разъединителя.

Рекомендуемая схема включения выключателя нагрузки, кроме описанных преимуществ, дает также возможность выбора выключателя нагрузки по сниженным значениям тока короткого замыкания, пропускаемым токоограничивающим предохранителем, так как в § I-4-13 ПУЭ сказано: «Элементы цепей, защищенных плавкими предохранителями с токоограничивающим действием, следует проверять на динамическую устойчивость по наибольшему мгновенному значению тока корот-

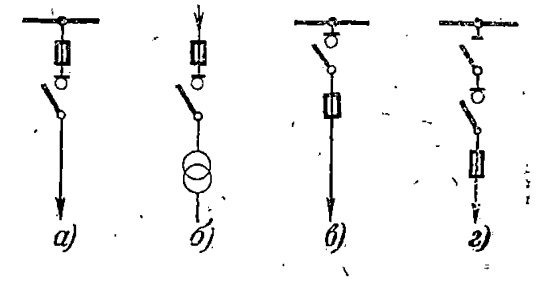


Рис. 8-28. Схемы включения выключателей нагрузки.

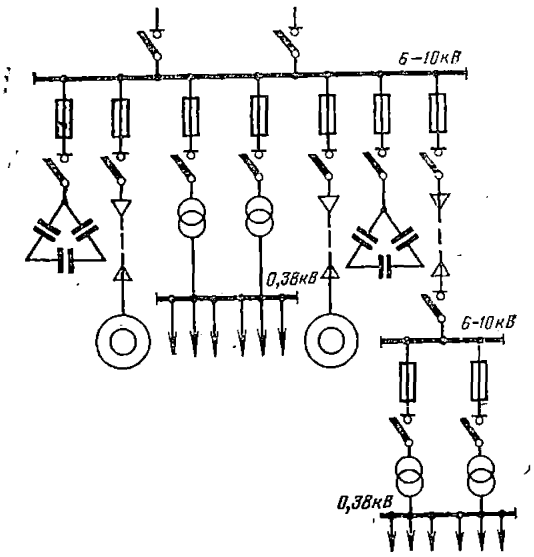


Рис. 8-29. Схема электрических соединений цеховой подстанции с применением выключателей нагрузки.

кого замыкания, пропускаемого предохранителем». Однако при выборе по отключающей способности самих предохранителей за расчетный отключаемый ток нужно принимать действующее значение начального периодического тока короткого замыкания в данной цепи, т. е. без учета токоограничивающей способности предохранителя.

Недостатком схемы, приведенной на рис. 8-28,*а*, является необходимость выемки предохранителя под напряжением. Однако, учитывая вышеупомянутые преимущества схемы, такая выемка решением МЭС № 38/Э от сентября 1951 г., принятым с участием представителей эксплуатации, охраны труда и ВЭИ, была признана допустимой. Разумеется, что при оперировании предохранителем необходимо строго соблюдать все предписанные Правилами меры безопасности, а предохранители следует устанавливать на удобной для оперирования ими высоте, т. е. не выше 1,8 м. В том же решении указано, что шинные и линейные разъединители в схемах с выключателями нагрузки и предохранителями предусматривать не следует.

Схема с обратным взаимным расположением предохранителей и выключателей нагрузки, приведенная на рис. 8-28,*в*, имеет только одно преимущество. Она дает возможность выемки предохранителей при снятом напряжении. Однако при этой схеме для ревизии или смены гасительной камеры выключателя нагрузки на любой линии приходится полностью обесточивать собирательные шины, что недопустимо для нагрузок первой и второй категорий и нежелательно даже для нагрузок третьей категории. Кроме того, при этой схеме любые неполадки с выключателем нагрузки или отключение им сверхтоков, превышающих гарантированные величины, могут вызвать тяжелую аварию на собирательных шинах и вывести из работы всю подстанцию. Поэтому такая схема не рекомендуется.

Схема на рис. 8-28,*г* обладает преимуществами перед схемой на рис. 8-28,*а* и свободна от ее недостатка, но менее экономична и требует увеличенной примерно на 0,5 м высоты камеры КСО-366. Она целесообразна при единичной установке ВНП в РУ с камерами КСО-272, снабженными выключателями ВМГ или ВМП.

Когда предохранители применяются совместно с разъединителями, последние ставятся перед предохранителями, т. е. в обратной последовательности по сравнению с выключателями нагрузки.

На рис. 8-29 приведен пример схемы электрических соединений с применением выключателей нагрузки и предохранителей.

Выключатель нагрузки имеет автоматическое устройство для его отключения при перегорании предохранителя на любой фазе во избежание недопустимой длительной работы электроприемников при двухфазном режиме (рис. 8-30).

Для приведения в действие этого устройства используется указатель срабатывания *1* (с шариком на конце), выбрасываемый из патрона предохранителя (при помощи предварительно сжатой пружины) после перегорания плавкой вставки. Под воздействием этого указателя на флажок *2* с помощью системы передач, показанной на рис. 8-30, замыкается контакт, включенный последовательно в цепь отключающей катушки привода ВНП-17, которая производит отключение выключателя нагрузки.

В отдельных случаях выключатель нагрузки при применении указанного автоматиче-

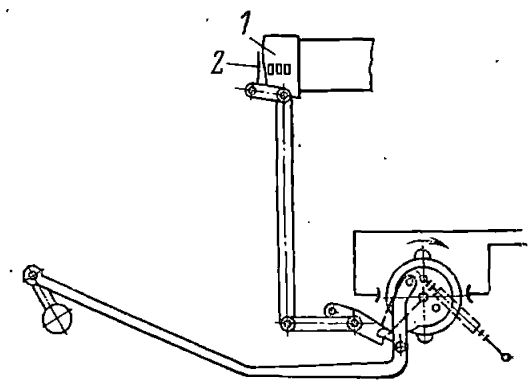


Рис. 8-30. Схема механизма автоматического устройства для отключения ВНП при перегорании предохранителя в одной из фаз.

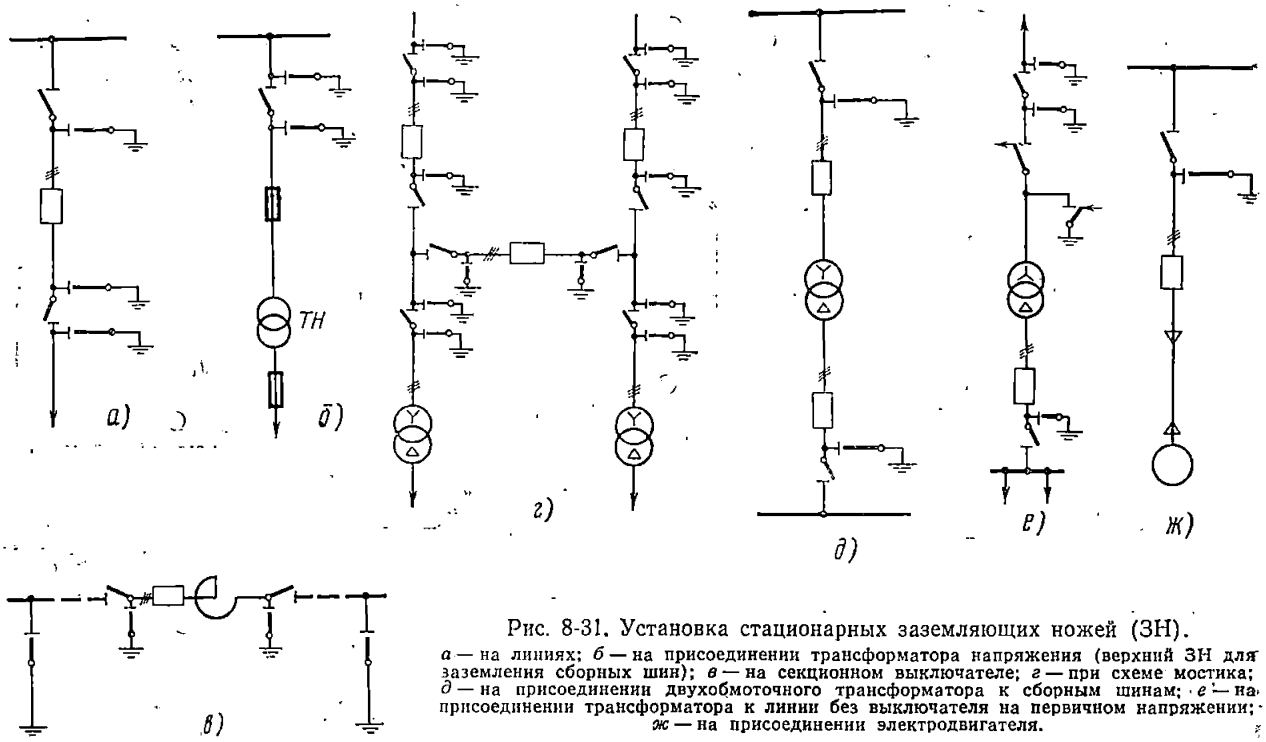


Рис. 8-31. Установка стационарных заземляющих ножей (ЗН).
а — на линиях; *б* — на присоединении трансформатора напряжения (верхний ЗН для заземления сборных шин); *в* — на секционном выключателе; *г* — при схеме мостика; *д* — на присоединении двухобмоточного трансформатора к сборным шинам; *е* — на присоединении трансформатора к линии без выключателя на первичном напряжении; *ж* — на присоединении электродвигателя.

ского устройства может оказаться вынужденным отключить полную мощность короткого замыкания. Это может быть, например, в том случае, если при трехфазном коротком замыкании предохранитель почему-либо сработает только в одной фазе, а в других фазах не сработает или же сработает с большим опережением в одной фазе по сравнению с другими. В этих случаях сработавшая фаза предохранителя даст импульс на отключение ВН, и ему придется отключать ток короткого замыкания, на который он не рассчитан. В этих редких случаях поврежденное присоединение будет отключено или предохранителями, или же вышерасположенной защитой.

Имеются схемы коммутации, расширяющие область применения выключателей нагрузки в пределах их параметров, приведенных выше (см. [Л. 1-9]).

к) УСТАНОВКА ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ НОЖЕЙ (ЗН)

Установка стационарных заземляющих ножей у разъединителей для заземления элементов распредустройства при их ревизии и ремонте выполняется следующим образом:

выключатель при ревизии должен быть заземлен с двух сторон, поэтому у расположенных по обе его стороны разъединителей устанавливаются заземляющие ножи со стороны разъединителя, обращенной к выключателю; при двух системах шин заземляющим ножом снабжается только один из двух шинных разъединителей;

для ревизии линии устанавливаются заземляющие ножи у линейного разъединителя со стороны линии;

для ревизии сборных шин устанавливаются заземляющие ножи на разъединителях трансформаторов напряжения со стороны сборных шин; с противоположной стороны этих разъединителей также устанавливаются заземляющие ножи для ревизии трансформатора напряжения;

для ревизии силового трансформатора, когда в его цепи нет разъединителя, устанавливается отдельный заземляющий разъединитель типа 30Н после выключателя этого трансформатора. Если же там имеется разъединитель (например, при трехобмоточных трансформаторах), то на последнем предусматриваются заземляющие ножи на стороне, обращенной к трансформатору.

Следовательно, часть разъединителей в распредустройствах снабжается заземляющими ножами с двух сторон — это линейные разъединители и шинные разъединители в цепях трансформатора напряжения (рис. 8-31,*а* и *б*), а часть разъединителей — с одной стороны — это шинные разъединители на стороне, обращенной к выключателю (рис. 8-31,*д*).

Заземляющие ножи на линейных разъединителях необходимы во всех случаях для обеспечения безопасности работ на линии и на линейном разъединителе. На подстанциях, подключаемых к ответвлениям от проходящих

магистральных линий, перед включением заземляющих ножей проверяется отсутствие напряжения на линии и тем самым исключается возможность ошибочного включения заземляющих ножей на линию, находящуюся под напряжением.

Стационарные заземляющие ножи устанавливаются таким образом, чтобы, как правило, не требовалось применение переносных заземлений. Последние допускаются только на действующих электроустановках, где ЗН не могут быть установлены по условиям компоновки распределительного устройства или же при неоправданно больших затратах. В таких случаях на шинах в требуемых местах оставляются незакрашенные полосы, а на заземляющей проводке барашки для подключения переносных заземлений.

Предусматривается полная блокировка, предотвращающая ошибочные операции разъединителями и заземляющими ножами, исключающая возможность подачи выключателями или разъединителями напряжения на шины или участки шин, заземленные с помощью ЗН, и разрешающая включение ЗН только на участки шин, отключенные разъединителями со всех сторон от токоведущих частей, находящихся под напряжением.

Для распределительных устройств со сложными схемами при числе присоединений более 10 применяется электромагнитная блокировка; при числе присоединений до 10 разрешается применять механическую ключевую блокировку.

Заземляющие ножи линейных разъединителей со стороны линии должны при полной и неполной блокировке (см. ниже) иметь непосредственную механическую блокировку с приводом разъединителя.

При переменном оперативном токе применяется, как правило, механическая ключевая блокировка и, только если она получается слишком сложной, электромагнитная блокировка.

При неполной блокировке не предусматривается:

блокировка заземляющих ножей сборных шин (ограничиваются их блокировкой с шинными разъединителями трансформатора напряжения);

блокировка шинных разъединителей с шиносоединительным выключателем и его разъединителями для случая перехода с одной системы шин на другую.

Схемы установки заземляющих ножей у наиболее часто встречающихся элементов подстанций на промышленных предприятиях приведены на рис. 8-31.

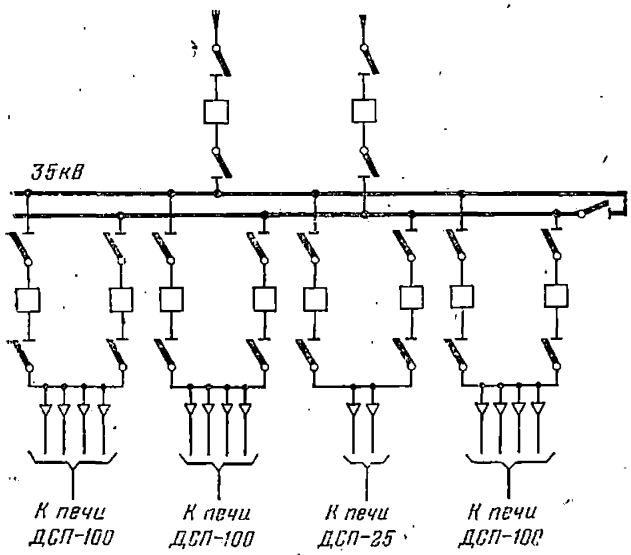


Рис. 8-32. Принципиальная схема электропечной подстанции с двумя выключателями на одну печь.

л) схемы подстанций специального назначения

К таким подстанциям на промышленных предприятиях относятся электропечные и преобразовательные подстанции разного назначения. Подстанции имеют особенности в схемной, компоновочной и конструктивной (см. § 8-7, п. «г») частях.

1. Схемы электропечных подстанций. На электропечных подстанциях происходят частые коммутационные операции (см. гл. 7). Поэтому их схемы строятся с учетом быстрой замены выключателей при частых их ревизиях или ремонтах или же при выходе из работы вследствие аварии. Принципиальные схемы таких подстанций представлены на рис. 8-32—8-34.

На схеме рис. 8-32 для каждой печи предусмотрено два выключателя, присоединенных к разным секциям, т. е. применен 100%-ный резерв. На рис. 8-33 для каждой из двух печей применено по три выключателя, т. е. резерв составляет 50%. Резервный выключатель присоединен «под вилку» и может быть подключен к любой секции шин. На рис. 8-34 применена обходная система шин. Процент резервирования выключателей зависит от числа электропечей, подключенных к данной секции.

На рис. 8-35 представлена полная схема электропечной установки. Для электропечных установок средней мощности применяется схема с разделением функций выключателя (рис. 8-36). Выключатель, установленный на головном участке линии, питающей печь, является обычным линейным выключателем и действует при всяких внешних авариях, коротких замыканиях и других нарушениях нормального режима.

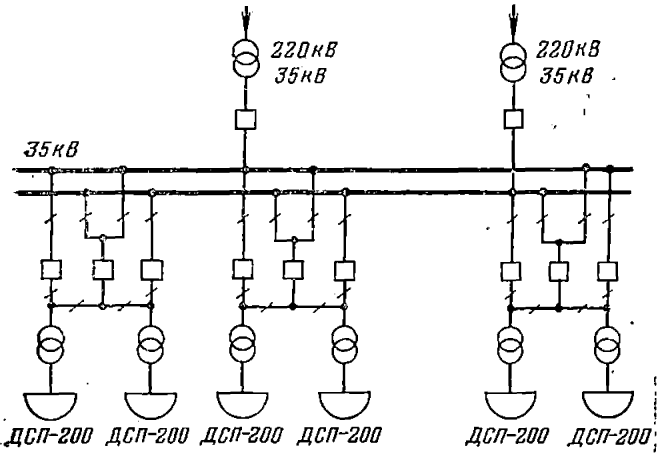


Рис. 8-33. Принципиальная схема электропечной подстанции с тремя выключателями на две печи.

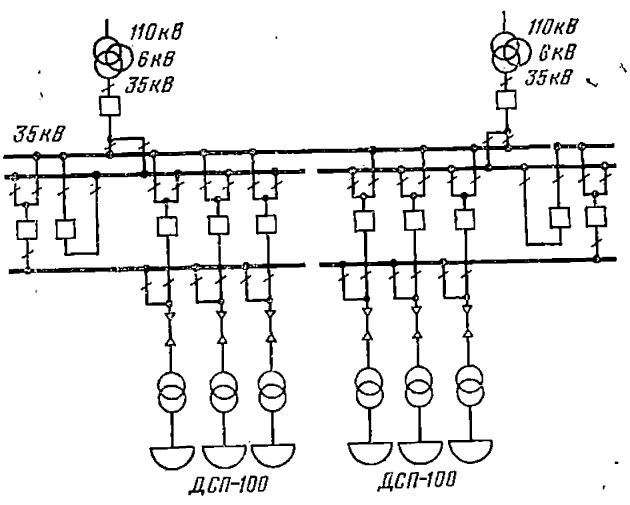


Рис. 8-34. Принципиальная схема электропечной подстанции с обходной системой шин.

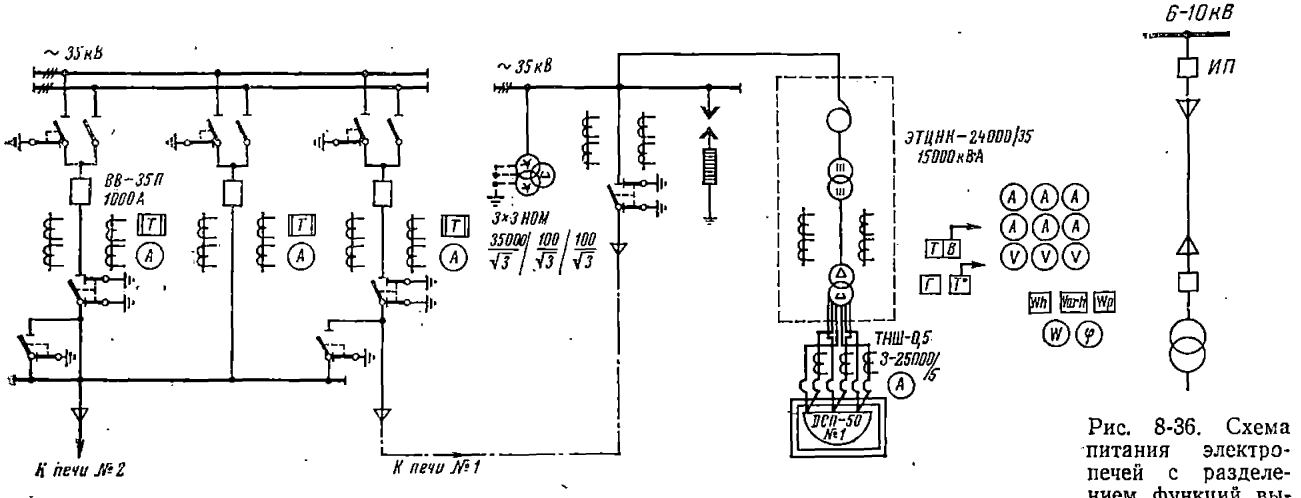


Рис. 8-35. Полная схема установки электропечи ДСП-50.

Рис. 8-36. Схема питания электропечей с разделением функций выключателей.

Второй выключатель, установленный непосредственно у печи, является чисто оперативным, должен удовлетворять только требованиям электропечной установки, но он не может и не должен действовать при аварийных коротких замыканиях и на них не рассчитывается. Такая схема облегчает выбор печного выключателя, позволяет применить более дешевые и простые аппараты (маломощные по току короткого замыкания выключатели или даже высоковольтные контакторы) и повышает общую надежность работы электропечной установки. При наличии специальных электропечных выключателей, рассчитанных на частые операции, можно применить совмещение функций линейного и печного выключателя и упростить схему.

2. Схемы преобразовательных подстанций. Преобразовательные подстанции на промышленных предприятиях применяются для электролизных установок, для питания электроприводов и для внутрикарьерного электрифицированного железнодорожного транспорта.

На очень мощных преобразовательных подстанциях с большим числом агрегатов и потребителями 1-й и 2-й категории применяется двойная система сборных шин на напряжении 10 кВ (см. § 8-5,*б*), которая позволяет легко переводить при пусковых режимах некоторые агрегаты на пониженное напряжение при сохранении для прочих потребителей номинального рабочего напряжения. Работа питающих понижающих трансформаторов на электролизных установках, как правило, предусматривается раздельная, с применением АВР для восстановления питания при выходе из работы одного из трансформаторов. На

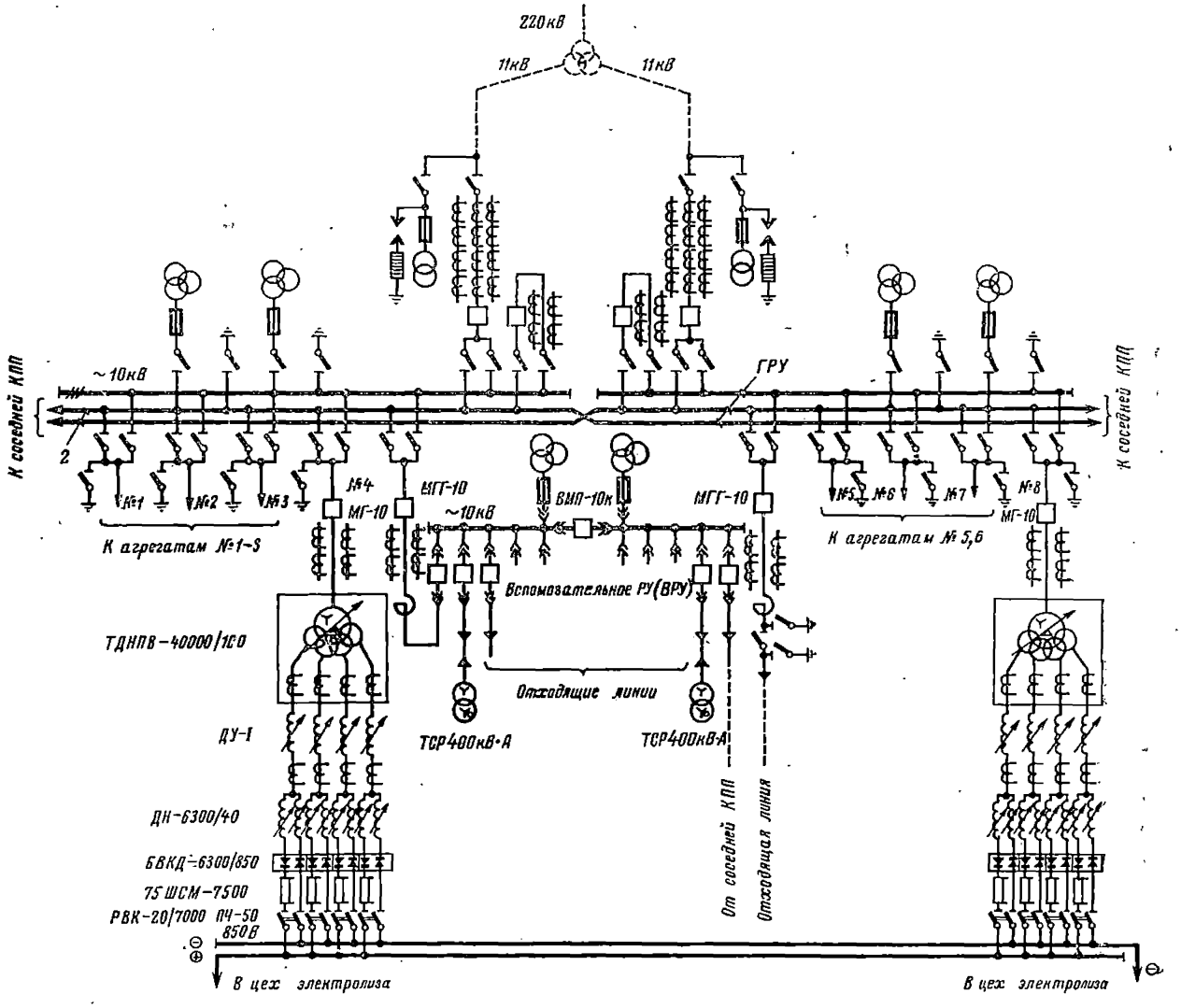


Рис. 8-37. Схема мощной преобразовательной подстанции на напряжение 850 В и ток 150 кА для электролиза алюминия.

мощных преобразовательных подстанциях применяются питающие трансформаторы с расщепленными вторичными обмотками.

На больших алюминиевых заводах с крупными электролизными установками обычно сооружается несколько преобразовательных подстанций с резервированием от одного общего трансформатора. Питание подстанций, как правило, производится при напряжении 220 кВ. Для питания цеховых трансформаторных подстанций и других мелких цеховых потребителей в целях экономии предусматривается отдельное вспомогательное распределительное устройство (ВРУ) 10 кВ с одной секционированной системой шин. Оно питается от главного распредустройства 10 кВ через реакторы и комплектуется из типовых КРУ заводского изготовления с недорогими выключателями ВМП-10.

На рис. 8-37 приведена схема мощной преобразовательной подстанции крупного алюминиевого завода с кремниевыми выпрямителями на напряжение 850 В и ток 150 кА. Компоновка и конструктивное выполнение этой подстанции показаны на рис. 8-76.

Полупроводниковые кремниевые агрегаты имеют ряд преимуществ по сравнению с ртутными выпрямителями: уменьшаются потери энергии (к. п. д. повышается на 2,5%); повышается надежность; упрощается эксплуатация, улучшаются санитарные условия на подстанциях и уменьшается число персонала; уменьшается удельная кубатура здания ($м^3$/кВт). Имеются реальные перспективы дальней-

шего повышения экономичности кремниевых преобразовательных подстанций (КПП) за счет повышения выпрямленного напряжения и применения агрегатов совмещенной конструкции, у которых кремниевые выпрямительные блоки размещаются на баке трансформатора.

При применении кремниевых выпрямительных агрегатов на напряжение 850 В дополнительно возрастают к. п. д. и коэффициент мощности. Сокращаются капитальные затраты на 30% за счет уменьшения вдвое числа выпрямительных агрегатов и соответственного сокращения коммутационных аппаратов, щитов, шкафов и т. п. и удешевления строительной части КПП. Удельная кубатура КПП с кремниевыми агрегатами на 850 В примерно на 30% меньше, чем при применении агрегатов на напряжение 450 В. Серийный выпуск выпрямительных агрегатов на напряжение 850 В начнется в ближайшее время.

Тяговые преобразовательные подстанции имеют значительное число отходящих линий постоянного тока с большими значениями рабочих токов и токов отсасывающих линий, а также значительные мощности выпрямительных агрегатов и большие мощности короткого замыкания на стороне выпрямленного тока. Частые короткие замыкания и перегрузки в тяговой сети и частые отключения создают тяжелые условия для работы автоматов. Необходимы мероприятия по подавлению высших гармоник на стороне переменного и выпрямленного тока. На тяговых подстанциях применяются кремниевые выпрямительные агрегаты с шестифазной схемой выпрямления, работающие параллельно. Для увеличения бесперебойности питания контактных сетей на тяговых подстанциях обычно предусматривается вторая (дополнительная) шина незаземленного полюса и резервный быстродействующий выключатель, т. е. схема с обходной системой шин. Благодаря этому любой линейный выключатель может быть заменен резервным после соответствующих переключений разъединителей. Наибольшее применение имеют совмещенные подстанции, питающие тяговые нагрузки и силовые потребители карьера или района завода. На рис. 8-38 приведена прин-

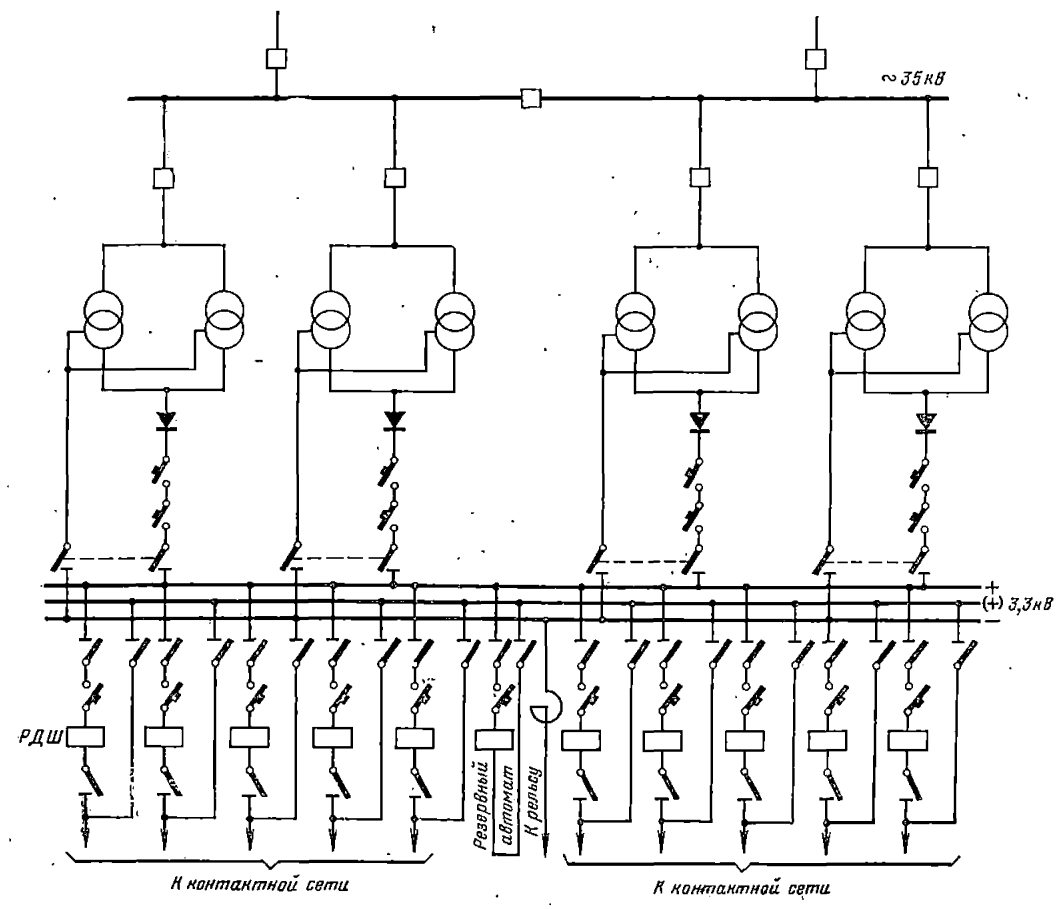


Рис. 8-38. Принципиальная однолинейная схема тяговой подстанции для внутрикарьерного и внутризаводского электрифицированного транспорта. РДШ — реле дифференциальное.

ципиальная схема тяговой части совмещенной тяговой подстанции с напряжением питания 35 кВ и выпрямленным напряжением 3,3 кВ, разработанной институтом Тяжпромэлектропроект. На подстанции применены:

тяговые трансформаторы типа ТМПУ-6300/35ж, включенные параллельно по два на каждую цепь;

кремниевые выпрямительные агрегаты (установки) типа УВКЭ-1 на выпрямленное напряжение 3,3 кВ и выпрямленный ток 3000 А;

быстродействующие выключатели (автоматы) типа ВАБ-28 на напряжение 3,3 кВ, могущие работать при установившемся токе короткого замыкания до 30 кА в безындуктивной сети и до 15 кА в сети с индуктивностью около 6 мГ.

Параметры выключателей ВАБ-28 в большинстве случаев не удовлетворяют условиям тяговых сетей, индуктивность которых составляет около 6—7 мГ, а установившийся ток короткого замыкания может достигать до 50 кА. Поэтому в схеме рис. 8-38 предусмотрены мероприятия, позволяющие использовать маломощные выключатели ВАБ-28 впредь до выпуска более мощных выключателей, параметры которых соответствовали бы условиям работы тяговых сетей.

Эти мероприятия заключаются в следующем:

1. В цепи катода каждого выпрямительного агрегата устанавливаются по два последовательно включенных выключателя ВАБ-28. Схема построена по такому же принципу, что и схемы с отделителями или с выключателями нагрузки [Л. 1-9]. При этой схеме токи короткого замыкания в тяговой сети 3,3 кВ отключаются не линейными выключателями, а «сдвоенными» выключателями в катодной цепи выпрямителей. Затем в бестоковую паузу отключается автомат поврежденной линии, после чего происходит АПВ выключателей в цепи катода и питание всех неповрежденных линий восстанавливается.

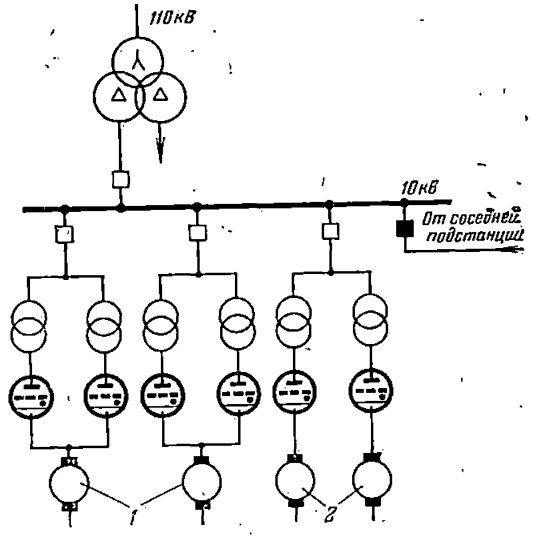


Рис. 8-39. Схема преобразовательной подстанции для питания главных приводов слябинга.

Для питания цеховых сетей постоянного тока в настоящее время преимущественно применяются комплектные выпрямительные полупроводниковые подстанции общепромышленного назначения типа КВПП. Они изготовляются на выпрямленное напряжение 230 В и на токи 2 и 4 кА. Комплектные выпрямительные полупроводниковые подстанции состоят из вводного шкафа высшего напряжения, трансформатора, полупроводникового выпрямительного устройства и распределительного устройства постоянного тока.

Для питания главных приводов прокатных станов начали применяться новые комплектные ртутно-преобразовательные устройства с игнитронными выпрямителями типа ИВУ-500 на напряжения 230, 345, 460, 660 и 825 В и на токи 2,25—10 кА. Эти устройства поставляются комплектно с специальными трансформаторами мощностью до 40 МВ·А, с анодными насыщающими дросселями, уравнительными реакторами, анодными и линейными автоматами, делителями и др.

Для питания электродвигателей вспомогательных механизмов применяются комплектные преобразовательные устройства типа КРПУ на напряжения 345, 460 и 660 В, состоящие из сочлененных между собой вводного шкафа высшего напряжения, шкафа с ртутными вентилями, силового трансформатора и приборов защиты и управления.

Для питания обмоток возбуждения электроприводов применяются комплектные тиристорные устройства серий АТ, АТВ и АТР (реверсивные) на напряжения 230 и 460 В и на токи 320—1000 А, имеющие 30 типоисполнений.

На рис. 8-39 показана схема подстанции для питания главных приводов слябинга. Электродвигатели горизонтальных валков *1* мощностью по 6700 кВт получают питание от преобразовательных агрегатов с выпрямителями ИВУ-500/5АТ×6КД2Т и ИВУ-500/5АТ××6АД2Т с трансформаторами типа ТДР-20000/10Т. Электродвигатели вертикальных валков *2* питаются от преобразовательных агрегатов с трансформаторами ТДР-12500/10Т. Питание подстанции осуществляется от трансформатора 110/10—10 кВ, а резервирование от соседней подстанции.

8-4. ОПТИМАЛЬНЫЕ ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОГРАНИЧЕНИЮ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

а) ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Рост мощностей энергосистем, питающих предприятия электроэнергией, и непрерывное увеличение числа и мощности синхронных и асинхронных двигателей на предприятиях приводят в совокупности к большому повышению токов короткого замыкания на шинах подстанций и в сетях промышленных предприятий. В связи с этим проблема выявления оптимального значения тока короткого замыкания в электрических установках и сетях вторичного напряжения 6—10 кВ промышленных предприятий является весьма актуальной.

В задачу данной книги не входит подробный технико-экономический анализ вопроса об оптимальном значении тока короткого замыкания в системах электроснабжения, но приводимые материалы позволяют сделать некоторые выводы и дать общие рекомендации.

При решении вопроса об ограничении токов короткого замыкания в электрических установках и сетях промышленных предприятий необходимо учитывать ряд технических и экономических факторов; некоторые из них противоречивые. Необходимость снижения токов короткого замыкания диктуется требованиями уменьшения сечения кабелей, шин, проводов, токопроводов и снижения параметров электрической аппаратуры, что дает экономию капитальных вложений в электрические подстанции и сети. Кроме того, снижение токов короткого замыкания уменьшает общий ущерб, причиняемый аварией, так как ограничивает ее развитие. Это одна сторона вопроса. С другой стороны, мероприятия по ограничению токов короткого замыкания: реактирование, применение трансформаторов с расщепленными обмотками и др. — вызывают увеличение первоначальных затрат и ежегодных расходов (потери), и, кроме того, что особенно существенно, эти мероприятия вызывают увеличение отклонений напряжения и затрудняют поддержание необходимых уровней напряжения при различных режимах работы. Возрастают также колебания напряжения при пуске и самозапуске электродвигателей и при работе электроприемников с резкопеременной ударной нагрузкой (см. гл. 5 и 7). Так как мощности этих электроприемников бывают значительны, проблема ограничения колебаний напряжения при возрастании индуктивности усложняется и в свою очередь требует затрат на доведение качества электроэнергии до нормированного уровня. К тому же обычные устройства для регулирования напряжения при медленных его изменениях непригодны при резкопеременных колебаниях нагрузки, и для их ограничения требуются особые дорогостоящие мероприятия и устройства, упоминаемые в гл. 7. Поэтому при проектировании электроснабжения промышленных предприятий важно правильно сочетать все указанные противоречивые требования и факторы.

До недавнего времени ток короткого замыкания в сетях промпредприятия, как правило, ограничивался 15—20 кА, что соответствовало с некоторым запасом предельному току наиболее широко применяемых сетевых выключателей типов ВМГ и ВМП.

При больших токах короткого замыкания потребовались бы выключатели типов МГГ и МГ, громоздкие и дорогие, которые не помещаются в типовые камеры КСО и КРУ и осложняют общую компоновку подстанции. Необходимо отметить, что в некоторых случаях применялось не вызываемое необходимостью чрезмерное реактирование, при котором не использовалась полностью даже отключающая способность вышеупомянутых выключателей ВМГ и ВМП. В частности, иногда вводилось дополнительное реактирование из-за отсутствия быстродействующей защиты в сетях 6—10 кВ. Этого не следует допускать. Необходимо правильное применение токовых отсечек максимальной защиты и других быстродействующих защит.

б) ОПТИМАЛЬНЫЕ ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Основным принципиальным критерием при определении оптимального значения тока короткого замыкания является экономический фактор, т. е. минимум расчетных затрат $З_{мин}$, куда входят стоимость электрооборудования и проводникового материала при разных уровнях токов короткого замыкания, с одной стороны, и стоимость устройств и мероприятий по доведению качества электроэнергии до нормированного уровня, с другой стороны.

Применительно к рассматриваемому случаю формула суммарных расчетных затрат, приведенная в гл. 2, примет вид:

$$З = E(k_к + k_р + k_{тр} + k_{ру} + k_{рег} + k_{пуск}) + C_э,$$

где $k_к$ — стоимость кабелей или других токопроводов; $k_р$ — стоимость реакторов (расщепленных, групповых, индивидуальных); $k_{тр}$ — стоимость трансформаторов (в тех случаях, когда их исполнение или число различно для рассматриваемых вариантов); $k_{ру}$ — стоимость распределительных устройств (с аппаратурой и шинами); $k_{рег}$ — стоимость устройств и мероприятий по доведению качества электроэнергии до нормированного уровня; $k_{пуск}$ —

стоимость пусковых устройств электродвигателей; $E=E_а+E_{тр}+E_н$ — суммарный коэффициент отчислений от капитальных вложений (см. табл. 2-1); $C_э$ — стоимость потерь электроэнергии.

Если стоимости некоторых составляющих одинаковые для сравниваемых вариантов, то их, разумеется, следует исключать из сравнения. Примером могут служить случаи, когда выбор сечения кабелей определяется не значением тока короткого замыкания, а другими факторами, перечисленными ниже. Если же появляются дополнительные составляющие капитальных затрат или эксплуатационных расходов, связанные с частичным изменением системы электроснабжения в сравниваемых вариантах и не учтенные в приведенной формуле, то их необходимо дополнительно включать в сопоставительные расчеты. Эти дополнительные составляющие могут возникнуть, например, в связи с выделением питания резкопеременных ударных нагрузок или, наоборот, с выделением на отдельное питание нагрузок, не терпящих частых и резких колебаний напряжения.

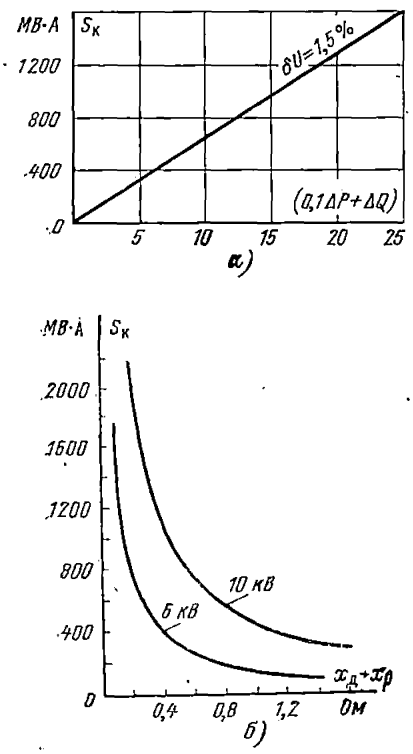


Рис. 8-40. Минимальная мощность короткого замыкания, необходимая для сохранения нормированных значений напряжения.

а — при резкопеременных нагрузках при соблюдении $\delta U=1{,}5\%$; *б* — при пуске электродвигателей с соблюдением остаточного напряжения $U_{ост}=0{,}85\%$; $x_р$ — реактивность реактора; $x_д$ — реактивность двигателя.

При исследовании вопроса о значении тока короткого замыкания нужно иметь в виду, что последнее далеко не во всех случаях является определяющим фактором при выборе элементов системы электроснабжения. Так, например, сечение кабелей или токопроводов часто выбирается по экономической плотности тока, по нагрузке при рабочем или послеаварийном режиме и по другим показателям. Иногда сечение магистралей, выбранное по нагреву при нормальном режиме работы, превосходит сечение, необходимое по току короткого замыкания. Сказанное в известной степени иногда может быть отнесено и к другим элементам электроснабжения, выбранным с известным запасом, обусловленным, например, параметрическими данными оборудования и другими причинами. Эти обстоятельства говорят в пользу увеличения тока короткого замыкания и снижения реактивности сети.

При определении оптимального значения мощности короткого замыкания, кроме основного критерия — минимума расчетных затрат, необходимо учитывать также ряд технических требований, связанных с током к. з., которые в некоторых случаях имеют существенное значение, а в отдельных случаях являются решающими. В частности, это относится к вопросам качества электроэнергии, которое в основном определяется допустимыми по действующим нормам колебаниями и отклонениями напряжения δU, к вопросам сохранения нормированного остаточного напряжения при пуске и самозапуске электродвигателей, а также к расчету релейной защиты. В зависимости от совокупности перечисленных требований и определяются целесообразные значения мощности к. з. в сетях. Зависимость колебаний напряжения при резкопеременных нагрузках от мощности к. з. определяется формулами, приведенными в гл. 7, из которых вытекает, что

$$S_к=\frac{0{,}1\Delta P+\Delta Q}{\delta U}\cdot 100 \qquad (8\text{-}2)$$

или

$$S_к=\frac{\Delta Q}{\delta U}\cdot 100,$$

если пренебречь набросами активной мощности. Если же теперь принять допустимое значение колебаний напряжения $\delta U=1{,}5\%$ номинального, то необходимая при этом мощность короткого замыкания может быть определена по формуле

$$S_к=67(0{,}1\Delta P+\Delta Q). \qquad (8\text{-}3)$$

На рис. 8-40,*а* приведен график, заимствованный из [Л. 7-5], на котором показана за-

висимость $S_к$ при $\delta U = 1{,}5\%$ [1] от набросов активной и реактивной мощности. Пользуясь этим графиком, можно быстро определить мощность короткого замыкания, при которой колебания напряжения при набросах активной и реактивной мощности не превысят нормированных значений. Это позволит сделать выбор коммутационных аппаратов и наметить мероприятия по ограничению колебаний в тех случаях, когда выбранная аппаратура не удовлетворяет требуемым по условиям колебаний напряжения значениям $S_к$.

Существенное влияние значение мощности короткого замыкания оказывает также на пуск и самозапуск электродвигателей [Л. 1-14, 1-15, 7-5]. При недостаточной мощности короткого замыкания на зажимах электродвигателей или на шинах питающих их подстанций надежный самозапуск мощных электродвигателей может быть затруднен, а для некоторых приводов просто неосуществим. Это обстоятельство наряду с другими также необходимо учитывать при определении оптимального тока короткого замыкания.

На рис. 8-40,*б* приведены кривые для определения минимальной мощности к. з. при реакторном пуске электродвигателя при сохранении остаточного напряжения $0{,}85U_н$.

Минимальные значения тока к. з. должны учитываться также при проектировании релейной защиты, в частности очень распространенной в электрических сетях токовой отсечки.

По произведенным расчетам минимальная мощность к. з., необходимая для надежной работы токовой отсечки трансформатора 1000 кВ·А с первичным напряжением 10 кВ, получилась равной 45 МВ·А [Л. 1-15].

Из изложенного вытекает, что основные затруднения при выборе оптимального тока короткого замыкания возникают в сетях с резкопеременной ударной нагрузкой, особенно при наличии вентильных преобразователей.

Расчеты по формуле 3 [Л. 7-5] для ионного привода прокатного стана при набросе реактивной мощности 25 Мвар с частотой более 10 раз в час показали, что при питании этого привода от общих шин 10 кВ с осветительной нагрузкой мощность короткого замыкания должна была бы быть не менее 1670 МВ·А, при $\delta = 1{,}5$, чтобы удовлетворить требования ГОСТ 13109-67 на качество электроэнергии. Такие величины в сетях 6—10 кВ практически не осуществимы. Это вытекает из приведенных в табл. 8-2 мощностей короткого замыкания в сетях 6—10 кВ. При применении трансформаторов с нерасщепленной обмоткой значения $S_к$ без учета подпитки от электродвигателей составляют:

за трансформатором 63 МВ·А	560 МВ·А
за трансформатором 80 МВ·А	690 МВ·А
за трансформатором 100 МВ·А	835 МВ·А

При трансформаторах меньшей мощности или с расщепленными обмотками значение $S_к$ уменьшается. Следовательно, наряду с максимально возможным увеличением $S_к$ в сетях 6—10 кВ для ограничения колебаний напряжения должны предусматриваться мероприятия, рекомендованные в гл. 7.

Приведенные предельные значения $S_к$, а также рассмотрение проектов электроснабжения предприятий с толчковыми быстропеременными нагрузками, в частности при применении вентильных приводов, позволяют сделать предварительный вывод, что при соблюдении мероприятий по ограничению колебаний напряжения оптимальное значение тока и к. з. на шинах 6—10 кВ в первом приближении может быть принято в диапазоне 500—1000 МВ·А. При выборе выключателей следует ориентироваться на малогабаритный горшковый выключатель типа ВМПЭ-10/500; его отключаемая мощность должна быть доведена до 750—1000 МВ·А, или же должен быть разработан аналогичный малогабаритный выключатель такой мощности, о чем делались неоднократные представления электропромышленности. До выпуска такого выключателя можно в отдельных случаях вынужденно допустить применение громоздких выключателей типа МГГ.

Таковы рекомендации для сетей с резкопеременными ударными нагрузками.

При спокойных нагрузках оптимальный ток к. з. определяется параметрами линейных выключателей массового применения на напряжение 6—10 кВ, перечисленных в § 8-3, п. «а». Наиболее распространенными являются малогабаритные горшковые выключатели ВМП-10, ВМПЭ-10, ВМПП-10, ВМГ-10 и др. Их отключаемая мощность 200—350 МВ·А должна быть полностью использована. Это и будет в рассматриваемом случае оптимальной мощностью короткого замыкания. Мероприятия по ограничению мощности короткого замыкания в сети следует применять в случае, когда она выходит за пределы коммутационной способности указанных выключателей. Иногда при преобладании ударных нагрузок и небольшом числе линий со спокойными нагрузками на них также в целях унификации ставятся мощные выключатели на 500 МВ·А.

Вообще же при питании ударных и спокойных нагрузок от общих трансформаторов нецелесообразно устанавливать на всех линиях мощные дорогие выключатели, так как боль-

[1] При подсчете δU по формуле ГОСТ 13109-67 необходимое значение $S_к$ может увеличиться.

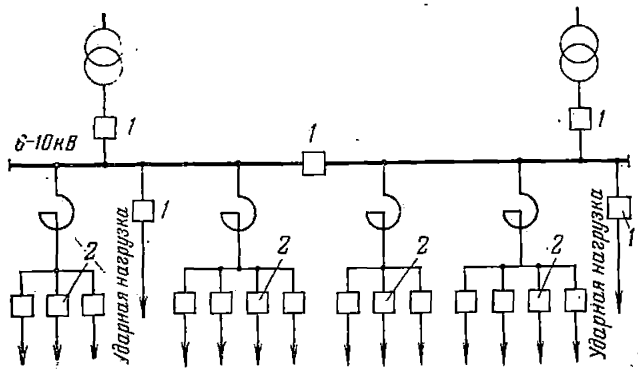


Рис. 8-41. Схема подстанции при наличии ударных и спокойных нагрузок.

шинство линий обычно питает спокойную нагрузку и в то же время нельзя ограничивать мощность короткого замыкания на линиях с ударной нагрузкой, чтобы не увеличивать колебания напряжения, недопустимые для спокойных нагрузок. С этой точки зрения представляет интерес схема на рис. 8-41. В ней не предусмотрено реактирование на выводах от трансформаторов и на линиях к мощным статическим преобразователям, чтобы не увеличивать индуктивность цепей и снизить толчки реактивной мощности, вызываемые ионными приводами. На этих присоединениях применены мощные выключатели *1*, так как по ним протекают большие токи короткого замыкания. На всех прочих отходящих линиях применены групповое реактирование и обычные сетевые выключатели *2* с отключаемой мощностью до 350 МВ·А. Это одно из решений проблемы оптимальных токов короткого замыкания в сетях, питающих спокойные и резкопеременные ударные нагрузки.

В заключение этого пункта необходимо отметить, что полному использованию отключаемой мощности существующих выключателей в ряде случаев препятствуют два обстоятельства:

1. Отсутствие пока выключателей с динамической устойчивостью к сквозным токам, повышенной против значений, соответствующих их номинальной отключаемой мощности. Вследствие этого во многих случаях приходится ограничивать мощность короткого замыкания или же применять более дорогие выключатели с большей, чем это необходимо для данной установки, отключаемой мощностью. Необходим выпуск выключателей с повышенной динамической устойчивостью.

2. Ограниченная номенклатура выпускаемых реакторов по их реактивности, которая повышается с увеличением номинального тока реактора, вследствие чего предельный ток короткого замыкания за реактором не изменяется в диапазоне номинальных токов 1000—3000 А, оставаясь равным 25 кА. Между тем, как это вытекает из табл. 8-2, максимальные значения токов короткого замыкания за реактором находятся в диапазоне примерно 10—15 кА (без учета подпитки от электродвигателей). Необходимо дополнить номенклатуру реакторов исполнениями с более низкой минимальной реактивностью.

в) МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОГРАНИЧЕНИЮ ТОКА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для ограничения тока короткого замыкания в распределительных сетях промышленных предприятий прежде всего должны быть полностью исчерпаны рациональные схемные решения, упомянутые в гл. 5 и др., а уже после этого, если потребуется, нужно дополнительно применить другие специальные мероприятия, к числу которых относятся установка реакторов и применение трансформаторов с расщепленными обмотками.

При определении токов короткого замыкания в сетях напряжением выше 1000 В активные сопротивления обычно не учитываются. Однако расчеты показали, что ими не всегда можно пренебрегать. Активное сопротивление воздушных линий и кабелей напряжением выше 1000 В небольших и средних сечений оказывает значительное влияние на ток короткого замыкания. Например, уже при длине 0,5 км активное сопротивление кабеля сечением 95 мм² снижает ток короткого замыкания на 30—70%. Значение этого снижения зависит от мощности короткого замыкания на питающем пункте: чем выше мощность, тем больше снижение. Согласно ПУЭ реактивность реакторов выбирается только исходя из необходимости ограничения токов короткого замыкания до значений, соответствующих номинальной мощности отключающих выключателей в сетях, присоединяемых к ним. Они не должны рассчитываться на поддержание напряжения на сборных шинах во время короткого замыкания на одной из отходящих линий, так как последняя отключается быстродействующей защитой. Применение индивидуальных реакторов на отходящих линиях распределительных устройств вторичного напряжения (6—10 кВ) ГПП и ПГВ (рис. 8-42,*а*) вызывает значительное конструктивное усложнение и удорожание электрической и строительной части главной подстанции. Поэтому широко применяются схемы с групповыми реакторами (рис. 8-42,*б*) в цепях вторичного напряжения трансформаторов, на вводах питающих линий, на отходящих линиях или на ответвлениях от шинных магистралей или же

трансформаторы с расщепленными обмотками. Схемы с групповыми реакторами на большие токи обычной конструкции не нашли значительного применения. Это объясняется тем, что для ограничения тока короткого замыкания до параметров выключателей, применяемых на промышленных электроустановках, приходится применять групповые реакторы с очень большой реактивностью, доходящей до 15%, так как, кроме токов короткого замыкания, генерируемых энергетической системой, необходимо учитывать также подпитку от мощных синхронных и асинхронных двигателей, широко применяемых на крупных предприятиях. При такой большой реактивности групповых реакторов на секциях шин вторичного напряжения возникают большие колебания напряжения в течение суток, связанные с изменением нагрузок. Иначе получается при сдвоенных расщепленных групповых реакторах. Расчеты показали, что при сдвоенных расщепленных реакторах с реактивностью ветвей до 7,5—10% при практически встречающихся случаях изменения суточных графиков нагрузок на промышленных предприятиях колебания напряжения на секциях шин лежат в допустимых пределах. Значения этих колебаний получаются примерно такие же, как и при индивидуальных реакторах, и в 2—2,5 раза меньше, чем при обычных групповых реакторах.

Расщепленные реакторы (рис. 8-42,*в*) в отличие от обычных имеют две ветви и три вывода: два крайних A_1 и A_2, рассчитанных каждый на ток I, и средний A, рассчитанный на ток $2I$. Ветви реактора магнитно-связаны и расположены одна над другой, направление витков обмоток одинаковое. При равных токах I в обеих ветвях падение напряжения в одной ветви ΔU составит:

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

где M — взаимная индуктивность.

Значит, если индуктивное сопротивление ветви обычного реактора равно индуктивному сопротивлению ветви расщепленного реактора, то потери напряжения в каждой ветви будут примерно в 2 раза меньше, чем потери в обычном реакторе. В этом основное преимущество расщепленных реакторов.

Применяются схемы с присоединением линий к ветвям расщепленного реактора через отдельные выключатели. Это повышает устойчивость присоединенных к линиям синхронных электродвигателей и облегчает их самозапуск, так как обеспечивает более высокий уровень остаточного напряжения при коротком замыкании. Такая схема целесообразна, в частности, для электродвигателей со спокойной нагрузкой, например на предприятиях химической промышленности.

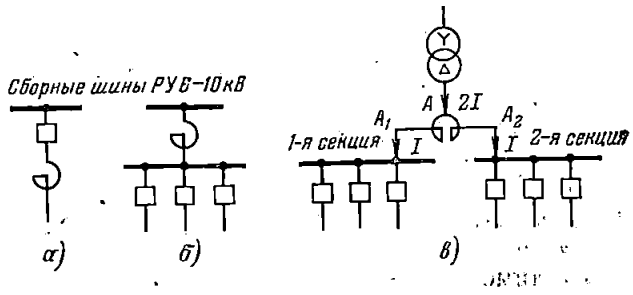


Рис. 8-42. Схемы с применением реактирования.
а — с индивидуальными реакторами; *б* — с групповым реактором; *в* — с расщепленным реактором.

При секционированной системе сборных шин с присоединением каждой секции к соответствующей ветви сдвоенного расщепленного реактора (рис. 8-42,*в*) необходимо принимать меры к возможно более равномерному распределению нагрузок между секциями, чтобы свести к минимуму неравномерность загрузки обеих ветвей сдвоенного группового реактора. Рекомендуется принимать номинальный ток каждой ветви сдвоенного реактора не менее 0,675 номинального тока трансформатора или ввода, питающего обе секции. Это обеспечивает работу схемы при неравномерном распределении нагрузок, когда одна ветвь расщепленного реактора будет загружена на 67,5% полного тока обеих ветвей, а другая ветвь — только на 32,5%, т. е. дает известный запас. При нормальном режиме работы, т. е. практически при одинаковой загрузке обеих ветвей, реактор будет длительно работать с недогрузкой. Следовательно, при аварийном режиме он может быть соответственно перегружен. По ориентировочным расчетам может быть допущена аварийная перегрузка до 15—20%. Однако необходимо отметить, что равномерное распределение электрических нагрузок по секциям является очень трудной, а подчас просто невозможной задачей. При распределении отходящих линий по секциям, кроме равномерного распределения нагрузок, приходится учитывать также взаимное резервирование потребителей, питаемых от разных секций, и другие факторы. Следует также иметь в виду, что с течением времени нагрузки линий неизбежно будут изменяться и неравномерность может увеличиться и превысить двукратную величину. Эти обстоятельства необходимо учитывать в эксплуатации и не допускать очень резкой неравномерности. Кроме того, максимальные и минимальные нагрузки секций могут не совпадать, а это еще более увеличит неравномерность и повысит диапазон суточных колебаний напряжения.

Поэтому применение сдвоенных расщепленных реакторов на понизительных подстанциях по сравнению с нормальными реакторами целесообразно при относительно устойчивом равномерном распределении нагрузок между секциями.

При сдвоенных расщепленных реакторах параллельная работа трансформаторов применяться не должна, так как это вызывает необходимость двойного количества сдвоенных реакторов и выключателей в их ветвях и перекрестного присоединения ветвей реакторов к секциям распределительного устройства. Все это вызывает значительное конструктивное усложнение и удорожание распределительного устройства.

Пример применения групповых сдвоенных реакторов на крупных ГПП приведен на рис. 8-15.

С целью ограничения тока короткого замыкания применяются также трансформаторы с расщепленными обмотками. Они имеют повышенное напряжение короткого замыкания, что при определенных условиях позволяет отказаться от реактирования. Трансформатор с расщепленной обмоткой имеет две (или более) обмотки на вторичном напряжении. Эти обмотки рассчитаны на 50% номинальной мощности трансформатора (рис. 8-43). Ветви расщепленной обмотки независимы друг от друга, они не связаны электрически и имеют только магнитную связь. Одной из основных характеристик трансформатора с расщепленной обмоткой является так называемый коэффициент расщепления $K_р$. Он определяется как отношение сопротивления между расщепленными обмотками к сквозному сопротивлению трансформатора по формуле [Л. 8-9]

$$K_{р}=\frac{Z_{к2-3}}{Z_{к.скв}}=\frac{Z_{к2-3}}{Z_{к1-(2+3)}},$$

где $Z_{к2-3}$ — сопротивление между расщепленными обмотками 2 и 3; $Z_{к.скв}=Z_{к1-(2+3)}$ — сквозное сопротивление, т. е. сопротивление трансформатора при параллельном соединении расщепленных обмоток или при одинаковых их нагрузках; $Z_{к1}$ — сопротивление первичной обмотки трансформатора; $Z_{к2}$ и $Z_{к3}$ — сопротивления расщепленных обмоток 2 и 3 соответственно.

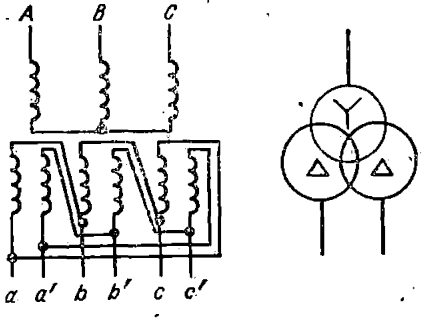


Рис. 8-43. Принципиальная схема трехфазного трансформатора с расщепленной обмоткой вторичного напряжения.

По результатам испытаний существующих конструкций трансформаторов разных мощностей с расщепленной обмоткой НН значение K колеблется в пределах 3,4—3,6. Рекомендуется значение $K_р$ не менее 3,5. При этом сопротивления обмоток получаются равными:

$$Z_{к1}=\left(1-\frac{K_р}{4}\right)Z_{к1-(2+3)}=0{,}125Z_{к1-(2+3)};$$

$$Z_{к2}=Z_{к3}=\frac{K_р}{2}Z_{к1-(2+3)}=1{,}75Z_{к1-(2+3)}.$$

Экономическое сравнение варианта схемы с трансформаторами с расщепленными обмотками с вариантом установки групповых сдвоенных токоограничивающих реакторов показало преимущество первого варианта. Кроме того, при трансформаторах с расщепленными обмотками упрощается схема и уменьшается объем строительно-монтажных работ по сравнению со схемой с групповыми и тем более с индивидуальными реакторами. Необходимо отметить трудность регулирования напряжения на секциях подстанций, питающихся от разных ветвей трансформатора с расщепленными обмотками по сравнению с питанием их от отдельных обычных трансформаторов [Л. 8-9].

г) ПОДПИТКА ОТ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

Подпитка места короткого замыкания от электродвигателей на мощных предприятиях достигает значительных величин. Увеличение быстродействия защит и коммутационных аппаратов приводит к уменьшению времени отключения короткого замыкания. Поэтому при определении суммарного тока короткого замыкания подпитку от синхронных двигателей следует учитывать как в ударном, так и в отключаемом токе, причем токи подпитки нужно определять по специальным кривым, построенным для серийных синхронных электродвигателей [Л. 8-10], так как типовые кривые для генераторов не подходят для электродвигателей и дают ошибку в результатах расчета в сторону завышения.

Подпитку от асинхронных электродвигателей следует учитывать только в ударном токе короткого замыкания, принимая значение ударного коэффициента $K_у$ равным 1,5.

При выборе аппаратов по их отключаемой мощности апериодическую составляющую то-

ка короткого замыкания можно не учитывать в следующих случаях:

1) от асинхронных двигателей во всех случаях, а от синхронных мощностью до 1000 кВт;

2) при коротком замыкании за трансформатором мощностью до 15 МВ·А или за кабелем длиной более 1 км;

3) во всех случаях, если время от момента возникновения короткого замыкания до разрыва контактов отключающего аппарата составляет более 0,3 с, причем это время определяется как сумма минимального времени наиболее быстродействующей защиты на данном присоединении и собственного времени отключения выключателя.

В результате исследований [Л. 8-10] выяснилось, что при наличии подпитки от СД полное начальное значение периодической составляющей допустимо определять арифметическим суммированием токов короткого замыкания от СД и системы, так как получающаяся при этом погрешность не превысит 5%. Для момента отключения тока короткого замыкания следует производить геометрическое суммирование токов короткого замыкания от СД и системы. Но, принимая во внимание сложность расчетов и малую их точность, можно и в этом случае допустить арифметическое суммирование этих токов, если коммутационные аппараты удовлетворяют расчетным данным; если же расчетный ток несколько (на 10—20%) выше допустимого отключающего тока аппаратов, то необходимо производить уточненный расчет с учетом расхождения векторов системы и СД.

д) ВЫБОР РАСЧЕТНОЙ СХЕМЫ

При выборе расчетной схемы для определения токов короткого замыкания и выбора аппаратов и шин необходимо считаться с видоизменениями схемы коммутации подстанций при разных режимах их работы и учитывать подпитку места короткого замыкания от присоединенных к данной подстанции электродвигателей при наиболее неблагоприятном режиме.

Рассмотрим схему подстанции, представленную на рис. 8-44, к которой присоединены крупные синхронные двигатели.

Шины подстанции секционированы, секции нормально работают раздельно, и в подпитке короткого замыкания участвуют только двигатели, подключенные к данной секции (рис. 8-44,*а*).

При послеаварийном режиме, а также при плановой ревизии одного из трансформаторов или же при ремонте одной из питающих линий секционный выключатель включается и

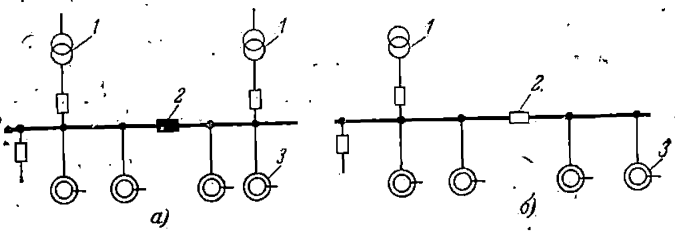


Рис. 8-44. Схемы коммутации подстанций с подпиткой места короткого замыкания крупными синхронными двигателями.

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

вся нагрузка переходит на оставшийся в работе трансформатор (рис. 8-44,*б*) или линию, которые рассчитаны на это с учетом допускаемых ПУЭ перегрузок. При этом в подпитке короткого замыкания будут участвовать все двигатели, присоединенные к данной подстанции, и токи и мощности короткого замыкания значительно возрастут и превысят ток короткого замыкания, возникающий при режиме по рис. 8-44,*а*.

Расчеты по нескольким объектам показали, что это увеличение находится в пределах 20—30%. Из практики проектирования известно, что из-за такого увеличения тока короткого замыкания иногда приходится прибегать к индивидуальному реактированию всех отходящих линий, так как установкой групповых сдвоенных реакторов в цепях трансформаторов не достигается необходимое снижение токов короткого замыкания на цеховых подстанциях. В связи с этим возрастает стоимость распределительного устройства 6—10 кВ на главной понизительной подстанции.

Правила устройства электроустановок при определении короткого замыкания допускают не считаться только с такими видоизменениями схемы электроустановки, которые не предусмотрены для длительной эксплуатации, например предварительное включение резервного трансформатора при последующем немедленном отключении рабочего. В рассматриваемом же нами случае работа по схеме рис. 8-44,*б* может продолжаться в течение нескольких суток и даже более. Соответственно тому выбираются питающие линии и трансформаторы. Следовательно, при расчете токов короткого замыкания на шинах одной секции следует учитывать случаи питания от одного трансформатора двух секций, т. е. принимать расчетную схему рис. 8-44,*б*.

Вопрос о возможности применения расчетной схемы по рис. 8-44,*а* может возникнуть лишь в отдельных редких случаях, когда это действительно дает существенный экономический эффект, т. е. позволяет отказаться от индивидуального реактирования и выбрать более

дешевые аппараты. Некоторым основанием к этому может послужить то обстоятельство, что аварии с трансформаторами бывают очень редко, и поэтому работа по схеме рис. 8-44,*б* будет иметь место главным образом только при отключении трансформатора на плановый ремонт, который приурочивается к плановому ремонту технологического оборудования, когда соответстующая часть электродвигателей не работает и не дает подпитки места короткого замыкания.

е) токи короткого замыкания в сетях до 1000 в

При определении тока короткого замыкания в электроустановках напряжением до 1000 В можно принимать первичное напряжение трансформатора неизменным, равным его номинальному напряжению. При расчете нужно учитывать все, даже очень небольшие сопротивления всех последовательно включенных элементов короткозамкнутой сети, не только индуктивные, но и активные. Последние при низком напряжении оказывают значительное влияние на ток короткого замыкания. Нужно учитывать также активные сопротивления всех переходных контактов короткозамкнутой цепи: на шинах, на выводах аппаратов, на разъемных контактах аппаратов и, наконец, контактов в месте короткого замыкания. Переходное сопротивление последних при коротком замыкании имеет существенное значение, так как контакт в месте короткого замыкания почти никогда не является плотным и совершенным.

Однако учет всех этих мелких сопротивлений представляет затруднения, так как обычно для расчета нет достоверных данных о числе упомянутых последовательных контактов в цепи короткого замыкания и об их переходных сопротивлениях. Необходимо произвести соответствующие исследования с учетом того, что эти сопротивления неизбежно меняются в процессе эксплуатации.

При отсутствии необходимых для расчета достоверных данных о сопротивлениях контактов указания Госстроя СССР по проектированию силового электрооборудования промышленных предприятий (СН 357-66) допускают учитывать эти сопротивления совокупно путем введения в расчет условных переходных сопротивлений, приведенных ниже:

0,015 Ом при коротком замыкании на стороне низшего напряжения трансформаторов (в распределительных щитах напряжением до 1000 В);

0,02 Ом при коротком замыкании на первичных цеховых распределительных пунктах и на зажимах аппаратов, питаемых непосредственно от щитов подстанций или от главных магистралей;

0,025 Ом при коротком замыкании на вторичных цеховых сборках и на зажимах аппаратов, питаемых от вторичных распределительных пунктов;

0,03 Ом на зажимах аппаратов, установленных непосредственно у электроприемников, питаемых со вторичных распределительных пунктов.

Введение в расчет этих значений сопротивлений резко снижает значения токов короткого замыкания в сетях до 1000 В и облегчает выбор аппаратов.

Без учета этих значений коммутационная способность аппаратов напряжением до 1000 В в ряде случаев не удовлетворяет требованиям их устойчивости при коротком замыкании на стороне вторичного напряжения трансформаторов. Особое значение это имеет при мощных трансформаторах: 1000, 1600 и 2500 кВ·А. Однако необходимо отметить, что применять эти «условные» сопротивления нужно весьма осмотрительно с учетом конкретных условий проектируемой установки, в частности параметров цепи короткого замыкания, и ответственности объекта. В практике проектирования эти «условные» сопротивления не находят сколько-нибудь значительного применения. Дело в том, что имели место аварии на распределительных щитах 400 В вследствие повреждения установленных на них неустойчивых автоматов, приводившие к выгоранию ряда панелей.

В отдельных случаях [Л. 1-4] при соблюдении определенных условий, указанных ниже, можно допустить выбор аппаратов до 1000 В на так называемый «ток одноразового отключения», после которого может оказаться необходимым капитальный ремонт данного аппарата. Но в этих случаях необходимо, чтобы при перекрытии внутри этого аппарата вышерасположенный коммутационный аппарат надежно отключал соответствующую часть установки. Это отключение может быть мгновенное или с такой выдержкой времени, чтобы рассматриваемый аппарат не был разрушен настолько, чтобы повредить или нарушить нормальную работу соседних аппаратов и устройств.

Кроме того, при этом нужно, чтобы отключение вышерасположенным аппаратом определенного участка сети на время замены данного поврежденного аппарата не вызвало по условиям производства аварии, порчи оборудования, материалов или длительного расстройства технологического процесса на этом участке.

Упомянутые неустойчивые против токов короткого замыкания установочные автоматы рекомендуется выносить за пределы распределительного щита и размещать их на отдельных панелях, щитках или сборках. При этом отдельные секции щитов с неустойчивыми против токов короткого замыкания установочными автоматами рекомендуется питать через устойчивый к токам короткого замыкания групповой автомат, если для этой цели не может служить автомат, установленный на выводе трансформатора.

Ниже приведен пример сопоставительного расчета токов короткого замыкания на стороне вторичного сопротивления трансформатора глубокого ввода 35 кВ мощностью 1800 кВ·А, в котором учтены все сопротивления, имеющиеся в цепи короткого замыкания.

Пример расчета токов короткого замыкания на стороне вторичного напряжения крупного цехового трансформатора при напряжении 0,4 и 0,69 кВ.

Исходные данные

1. Первичное напряжение питающей сети 35 кВ.
2. Мощность трансформатора $S_н = 1800$ кВ·А.
3. Мощность короткого замыкания системы на шинах 35 кВ питающей подстанции $S_c = 223\,000$ кВ·А.

Расчет

Расчетные величины	Значение расчетных величин при вторичном напряжении, кВ	
	0,4	0,69
1. Сопротивление системы, приведенное к вторичному напряжению трансформатора: $x_c = \frac{U_н^2 \cdot 1000}{S_c}$	0,00072 Ом	0,00215 Ом
2. Сопротивление трансформатора 1800 кВ·А: $r_т = \frac{P_к U^2}{P_н^2 \cdot 1000}$	0,0011 Ом	0,0035 Ом
$x_т = \frac{10 U_к U_н^2}{P_н}$	0,0058 Ом	0,0174 Ом
3. Сопротивление контактов разъединителя $r_к$	0,00008 Ом	0,00008 Ом
4. Сопротивление токоподвода от трансформатора к щиту: $x_{тп}$	0,00225 Ом	0,00225 Ом
$r_{тп}$	0,0005 Ом	0,0005 Ом
5. Сопротивление трансформатора тока: $x_{тт}$	0,00003 Ом	0,00003 Ом
$r_{тт}$	0,0003 Ом	0,0003 Ом
6. Сопротивление контактов автомата $r_а$	0,0003 Ом	0,0003 Ом
7. Суммарное индуктивное сопротивление x_Σ	0,0088 Ом	0,0218 Ом

Продолжение

Расчетные величины	Значение расчетных величин при вторичном напряжении, кВ	
	0,4	0,69
8. Суммарное активное сопротивление r_Σ	0,0023 Ом	0,0047 Ом
9. Полное сопротивление всех элементов сети до точки к. з. $z = \sqrt{x_\Sigma^2 + r_\Sigma^2}$	0,00912 Ом	0,0223 Ом
10. Ток короткого замыкания $I'' = \frac{U_н}{\sqrt{3} z}$	25 200 А	17 800 А
11. Ударный ток короткого замыкания $i_р = \sqrt{2} k_у I'' = \sqrt{2} \cdot 1{,}4\, I''$	50 000 А	35 000 А

Расчет показал, что при напряжении 0,69 кВ ток короткого замыкания уменьшился примерно в 1,5 раза за счет увеличения сопротивлений. Это является наглядным преимуществом напряжения 660 В. Полученному при вторичном напряжении 400 В значению тока короткого замыкания удовлетворяет лишь автомат А3140 600 А, 380 В с расцепителями 600 А, который выдерживает предельный допустимый ударный ток короткого замыкания 50 кА. Более мелкие автоматы в данном случае не могут быть применены без проведения мероприятий, рекомендованных выше.

Если же в приведенном расчете ввести вышеупомянутое «условное» сопротивление 0,015 Ом, исключив, разумеется, отдельные сопротивления контактов, то токи короткого замыкания при вторичном напряжении 0,4 кВ уменьшаются примерно в 2 раза, а при вторичном напряжении 0,66 кВ — в 1,4 раза.

Необходимо отметить, что по мере удаленности от подстанции токи короткого замыкания сильно снижаются.

8-5. КОМПЛЕКТНЫЕ УСТРОЙСТВА И ПОДСТАНЦИИ

а) ПРЕИМУЩЕСТВА И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКТНЫХ УСТРОЙСТВ

Электроснабжение современных промышленных предприятий базируется в основном на применении комплектных крупноблочных устройств: комплектных трансформаторных и преобразовательных подстанций; комплектных распределительных устройств различных напряжений, мощности и назначения; комплектных токопроводов, а также разных комплектных панелей щитов, щитков и т. д.

При применении комплектных устройств повышаются общее качество электроустанов-

ки, надежность ее работы, удобство и безопасность обслуживания, обеспечиваются быстрое расширение и мобильность при реконструкции электрохозяйства.

Строительными нормами и правилами производства электромонтажных работ предусматривается выполнение их лишь после полного окончания всех строительных и отделочных работ. Подготовительная стадия ведется, как правило, на монтажно-заготовительных участках. Это ускоряет строительство и монтаж объектов электроснабжения и сохраняет электрооборудование от порчи в процессе строительства. Такая технология работ еще более повышает значение крупноблочного монтажа электроустановок с широким применением комплектного электрооборудования, при котором электромонтаж сводится лишь к установке различных комплектных электроустройств и присоединению их к электрическим сетям.

Применение комплектных устройств дает значительное упрощение строительной части электроустановок. Не требуются сложные строительные перегородки для камер электрических аппаратов, трансформаторов и других элементов электрооборудования. Помещения получаются очень простыми в строительном отношении. Полностью закрытые комплектные устройства можно располагать непосредственно в производственных помещениях без устройства строительных оболочек.

Подсчеты показали, что ежегодную экономию по СССР от применения в промышленных установках комплектных крупноблочных устройств разного назначения с учетом всех поименованных выше факторов можно ориентировочно оценить в размере 7—9 млн. руб. Комплектные устройства, являясь основой индустриализации электромонтажных работ, способствуют одновременно широкому внедрению разукрупнения подстанций, применению глубоких вводов и магистральных схем.

Практика эксплуатации комплектных устройств показала более надежную их работу по сравнению с обычными распределительными устройствами при доброкачественном их выполнении. Это дает основания к увеличению сроков их ревизий и ремонтов и, следовательно, к удешевлению эксплуатации.

При выборе типов, схем и исполнений комплектных устройств и составлении спецификаций на них следует исходить из экономии содержащихся в них дорогих и дефицитных аппаратов и защит, сообразуясь с действительной необходимостью их на проектируемом объекте.

Централизованное изготовление комплектных устройств на заводах электропромышленности, помимо их удешевления и повышения качества, имеет также существенное значение с точки зрения их унификации и стандартизации. В США, несмотря на то, что КРУ выпускаются многими фирмами, они мало отличаются друг от друга в отношении схем коммутации, общих принципов конструктивного выполнения и размещения аппаратуры и имеют ряд общих принципиальных технических решений; имеется стандарт, регламентирующий основные принципы выполнения КРУ.

Комплектные камеры (КРУ, КРУН, КСО) со всеми аппаратами, измерительными приборами и вспомогательными устройствами изготовляются, комплектуются и испытываются на заводе или в мастерской и в собранном виде доставляются на место установки.

Комплектные распределительные устройства имеют два принципиально различных конструктивных исполнения камер: выкатные (типа КРУ), изготовляемые на заводах электропромышленности, и стационарные (типа КСО, КРУН—КРН), изготовляемые на предприятиях электромонтажных организаций и на заводах электропромышленности.

За рубежом, например в США, также применяются два основных исполнения камер КРУ: выкатные на напряжение 5—15 кВ для малых и средних разрывных мощностей короткого замыкания (50—500 МВ·А) с одной системой шин, с изолированной ошиновкой, называемые Metal Clad, и стационарные с одной и двумя системами шин, с голой ошиновкой, изготовляемые на большие разрывные мощности (500 МВ·А и выше), на напряжение 15—23 кВ, называемые Cubicle.

Комплектные распределительные устройства обоих видов одинаково успешно разрешают задачу индустриализации электромонтажных работ. Применение выкатных распределительных устройств, кроме того, позволяет повысить удобство, надежность и безопасность эксплуатации. Это достигается благодаря компактности их, надежному закрытию токоведущих частей для защиты от прикосновения и соответствующим уплотнениям для предотвращения чрезмерного запыления. Этому способствуют также надежная изоляция токоведущих частей и контактных соединений и возможность быстрой замены основного поврежденного элемента — выключателя путем его выкатки для ремонта и ревизии на специальном стенде в удобных и совершенно безопасных условиях. Поэтому выкатные КРУ рекомендуется в первую очередь применять в наиболее сложных крупных и ответственных электроустановках, в которых необходимо иметь быструю взаимозаменяемость при повреждении основного аппарата — выключателя. К таким установкам относятся машинные залы на

металлургических и химических предприятиях, крупные компрессорные, насосные и другие электромашинные помещения аналогичного общезаводского назначения. В прочих электроустановках применение КРУ целесообразно при большом числе камер (более 15—20), когда по условиям общей компоновки подстанции и соблюдения строительных модулей возможно без особых затруднений осуществить двустороннее обслуживание камер.

Стационарные комплектные камеры (по типу КСО) рекомендуется в первую очередь применять в следующим случаях:

при простых схемах и аппаратах коммутации, в частности для подстанций, на которых по значению токов короткого замыкания допустимо применение компактных выключателей (по типу ВМГ, ВМП) или выключателей нагрузки;

для временных электроустановок, электроснабжения строительных площадок и т. п.;

если по условиям общей компоновки подстанции и соблюдения строительных модулей затруднительно предусмотреть двустороннее обслуживание распредустройства;

при реконструкции и расширении предприятия с установленными на нем ранее стационарными комплектными камерами;

если применение стационарных комплектных камер представляет удобства с точки зрения вывода воздушных линий или голых токопроводов.

Стационарные комплектные распределительные устройства целесообразны также для тяжелых распредустройств на большие токи. Конструкция стационарных комплектных распределительных устройств КСО обеспечивает достаточную и безопасную обозреваемость и доступность оборудования без снятия напряжения со сборных шин. Эксплуатирующие организации в ряде случаев отдают предпочтение более простым и дешевым стационарным камерам КСО по сравнению с выкатными камерами КРУ. Комплектные распределительные устройства могут устанавливаться так, чтобы было обеспечено их двустороннее или одностороннее обслуживание. Последнее имеет экономические преимущества и удобства в отношении общей компоновки подстанций, особенно небольшой и средней мощности. Стационарные комплектные распредустройства внутренней установки с одной системой шин устанавливаются преимущественно с односторонним обслуживанием. Практика эксплуатации показала их полную пригодность с точки зрения обозреваемости, доступности оборудования и удобства обслуживания. Двустороннее обслуживание стационарных распредустройств применяется лишь на крупных и ответственных подстанциях, а также на подстанциях, от которых отходят преимущественно воздушные линии. Такое расположение этих распределительных устройств при соответствующем конструктивном выполнении их имеет значительные удобства с точки зрения вывода воздушных линий. Одностороннее обслуживание камер имеет преимущества в отношении более компактной и экономичной общей компоновки подстанции и соблюдения установленных Госстроем СССР строительных модулей.

В выкатных распределительных устройствах при одностороннем обслуживании их наблюдение за выключателем и уровнем масла в нем может быть осуществлено через смотровые отверстия в фасаде камеры. Для этой цели в камере предусматривается лампа, замена которой может быть произведена с фасада этой камеры. Расположение привода выключателя таково, что его внешний осмотр возможно осуществить как при включенном, так и отключенном положении выключателя без выкатки последнего. Одностороннее обслуживание выкатных распределительных устройств имеет существенный недостаток, который заключается в том, что осмотр кабельных муфт, трансформаторов тока, втычных контактов, а в некоторых типах и сборных шин возможен лишь после выкатки выключателей и захода в камеру. Видимость этих элементов схемы из коридора обслуживания недостаточна. Это создает затруднения при эксплуатации, так как обслуживание происходит в очень неудобных условиях.

Проектные организации Министерства энергетики и электрификации СССР применяют одностороннее обслуживание КРУ в распредустройствах средней мощности с относительно небольшим числом отходящих кабелей сечением до 120 мм², выводимых непосредственно наружу. В более крупных РУ с отходящими кабелями больших сечений, выводимыми через подвальные помещения, применяется двустороннее обслуживание КРУ.

Двустороннее обслуживание выкатных распределительных устройств обеспечивает возможность удобного осмотра всего оборудования камер под нагрузкой.

Резюмируя изложенное, можно в виде общих рекомендаций сказать, что стационарные камеры КСО следует, как правило, устанавливать с односторонним обслуживанием, а выкатные камеры КРУ, наоборот, с двусторонним обслуживанием.

Одностороннее обслуживание выкатных камер можно допустить лишь в виде исключения при небольшом их числе или же при наличии кабельного подвала или туннеля под ка-

мерами, позволяющих обслуживать снизу кабельные заделки, трансформаторы тока и нижние втычные контакты.

6) ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КОМПЛЕКТНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ (ТИПА КРУ И КСО)

Выкатные КРУ. Заводами электропромышленности изготовляются следующие типы выкатных комплектных устройств:

1. Серия КРУ2-10 с маломасляным горшковым выключателем типа ВМП-10 для внутренней установки на напряжение до 10 кВ и номинальные токи 630, 1000, 1600, 3000 А, с номинальной отключаемой мощностью 350 МВ·А, с электромагнитными приводами постоянного тока ПЭ-11 или с пружинными приводами переменного тока ППМ-10 (рис. 8-45,*а*). В серии КРУ с пружинными приводами отдельно монтируемые приводы ППМ-10 постепенно будут заменяться встроенными в выключатель пружинными приводами, которые устанавливаются на общей раме с выключателем. Выключателю со встроенным приводом присвоен тип ВМПП-10 или ВМПЭ-10. КРУ на номинальный ток 3000 А изготовляются только с электромагнитным приводом (КРУ2-10Э).

2. Серия К-XII (завода «Электрощит») (рис. 8-45,*б*) с маломасляным горшковым выключателем типа ВМП-10К и ВМПЭ-10 для внутренней установки на напряжение до 10 кВ и номинальные токи 1000, 1600 А, с номинальной отключаемой мощностью 350 МВ·А, с электромагнитными приводами постоянного тока ПЭ-11 или с пружинными приводами типа ПП-67 (ПП-70). Пружинный привод ПП-67 (ПП-70) имеет лучшие характеристики по сравнению с приводом ППМ-10.

3. Серия КР-10/500Т в тропическом исполнении с выключателем типа ВМПЭ-10/500 для внутренней установки на напряжение до 11 кВ, номинальные токи 630, 1000, 1250 (1500) А (рис. 8-45,*в*), 3200 А (рис. 8-45,*г*) и с номинальной отключаемой мощностью 500 МВ·А. Применение этих КРУ облегчает решение вопросов электроснабжения при быстропеременных ударных нагрузках, так как допускает повышение уровней токов короткого замыкания в распределительных внутризаводских сетях.

4. Серия КР10-Д9Т в тропическом исполнении, разработанная на базе маломасляного горшкового выключателя МГГ-10 на напряжение до 11 кВ, номинальный ток до 5000 А и на номинальную мощность отключения 1000 МВ·А при напряжении 11 кВ. Эта серия предназначается для вводов от мощных трансформаторов, для секционирования собирательных шин 6—10 кВ, для мощных групповых реактированных присоединений.

5. Серия КРУ2-10У, являющаяся модификацией серии КРУ2-10, разработана на базе усиленного выключателя ВМП-10 и усиленного привода ПЭ-11, которые обозначаются соответственно ВМП-10КУ и ПЭ-11У. Эта серия предназначена для частых операций выключателями, в частности для электропечных установок.

6. Для этой же цели разработана серия КРУ2-10В с воздушным выключателем ВВ-10 на номинальное напряжение 10 кВ, номинальный ток 1000 А и отключаемую мощность 350 МВ·А. Габариты КРУ2-10В такие же, как и серии КРУ2-10.

7. Серия КРУ2-10Э/Э с применением выключателя с электромагнитным дутьем типа ВЭМ-10К на номинальное напряжение 6 и 10 кВ, номинальный ток 1000 А и номинальную мощность отключения 200 МВ·А.

Для питания цепей оперативного постоянного тока в КРУ применяется комплектное устройство оперативного тока типа ШУОТ (см. гл. 10). Эти устройства состоят из герметизированных аккумуляторных батарей, подзарядного устройства и выпрямительного устройства.

Изготовляемые в Советском Союзе разными заводами шкафы КРУ имеют одинаковую общую компоновку (см. рис. 8-45), но несколько отличаются конструкцией выкатной тележки и габаритами. Мощные КРУ серии КР-10/500 на ток 3200 (2500) А имеют увеличенную ширину: 1350 мм вместо 900 мм; КРУ серии К-XII имеют общую глубину 1706 мм вместо 1600 мм.

Шкафы состоят из трех основных отсеков: отсек сборных шин *1*; линейный отсек *2*, в котором размещены трансформаторы тока и кабельные заделки; отсек выкатной части *3*.

В верхней части КРУ со стороны фасада размещается релейный шкаф *4*.

Для осмотра и ревизии сборных шин и изоляторов в верхней части шинного отсека имеется съемная крышка.

В отсеке выкатной части размещается тележка, на которой установлена аппаратура, подлежащая выкатке (выключатель, трансформатор напряжения, разрядники и др.). Отсек выкатной части отделен от отсека трансформаторов тока и от шинного отсека шторками, автоматически открывающимися при вкатывании тележки и закрывающимися при ее выкатывании. При отсутствии тележки шторки и внутренняя дверь создают сплошное металлическое ограждение, препятствующее случайному прикосновению обслуживающего

персонала к частям, находящимся под напряжением (к токоведущим частям, расположенным в отсеках кабельных разделок и сборных шин).

Отсек трансформаторов тока и кабельных разделок *2* отделен от отсека сборных шин сплошной металлической перегородкой, а от отсека выкатной части — внутренним съемным листом и шторкой. В этом отсеке устанавливаются трансформаторы тока, разделки силовых кабелей, ножи нижнего штепсельного разъединителя, трансформаторы типа ТЗЛ, а также шинные сборки и выводы (в зависимости от схемы соединений первичных цепей).

Тележка представляет собой жесткую каркасную конструкцию. На тележке размещаются выключатель или вспомогательные аппараты: трансформаторы напряжения, разрядники, силовые предохранители и др. В верхней и нижней частях каркаса расположены штепсельные контакты *6* первичной цепи шкафа, связанные ошиновкой с верхним и нижним контактами выключателя и служащие для соединения силовых цепей подвижной и неподвижной частей шкафа.

Тележка имеет два фиксированных положения в пределах шкафа: рабочее, соответствующее нормальному рабочему режиму присоединения, и испытательное, соответствующее отключенному положению втычных контактов, при котором могут быть опробованы цепи управления и сигнализации.

Фиксация тележки в корпусе шкафа в рабочем и испытательном положениях производится с помощью рукоятки, имеющейся на фасаде тележки.

Тележка может быть выдвинута в ремонтное положение, при котором токоведущие части автоматически ограждаются защитными шторками. На передней стенке выкатной тележки смонтирован привод выключателя с вспомогательной аппаратурой.

Для наблюдения за аппаратурой, установленной на тележке, и за уровнем масла в цилиндрах выключателя на фасадной стороне тележки имеется специальное смотровое окно.

В релейном шкафу, имеющем дверцу и съемную верхнюю крышку, находятся приборы измерения и учета электроэнергии, аппаратура управления, защиты и сигнализации.

В шкафах КРУ наружной установки предусматривается местный подогрев, обеспечивающий нормальную работу приводов выключателей, реле, счетчиков и измерительных приборов в зимнее время.

В верхней части релейного шкафа имеется магистральный щиток, к которому крепятся магистрали вторичной коммутации в виде изолированных проводов и подключаются ответвления от магистралей. На дне релейного шкафа установлена выходная рейка, предназначенная для подключения контрольных кабелей, которые вводятся в релейный шкаф через специальные втулки, установленные на дне релейного шкафа с правой и левой сторон.

В шкафах с выключателем предусмотрены механические блокировки, не допускающие:

вкатывания тележки в шкаф при включенном выключателе;

выкатывания тележки из рабочего положения при включенном выключателе;

включение выключателя в промежутке между рабочим и контрольным положением тележки.

В шкафах КРУ, имеющих заземляющие разъединители, предусматриваются блокировки, не допускающие:

вкатывания тележки в рабочее положение при включенном заземляющем разъединителе;

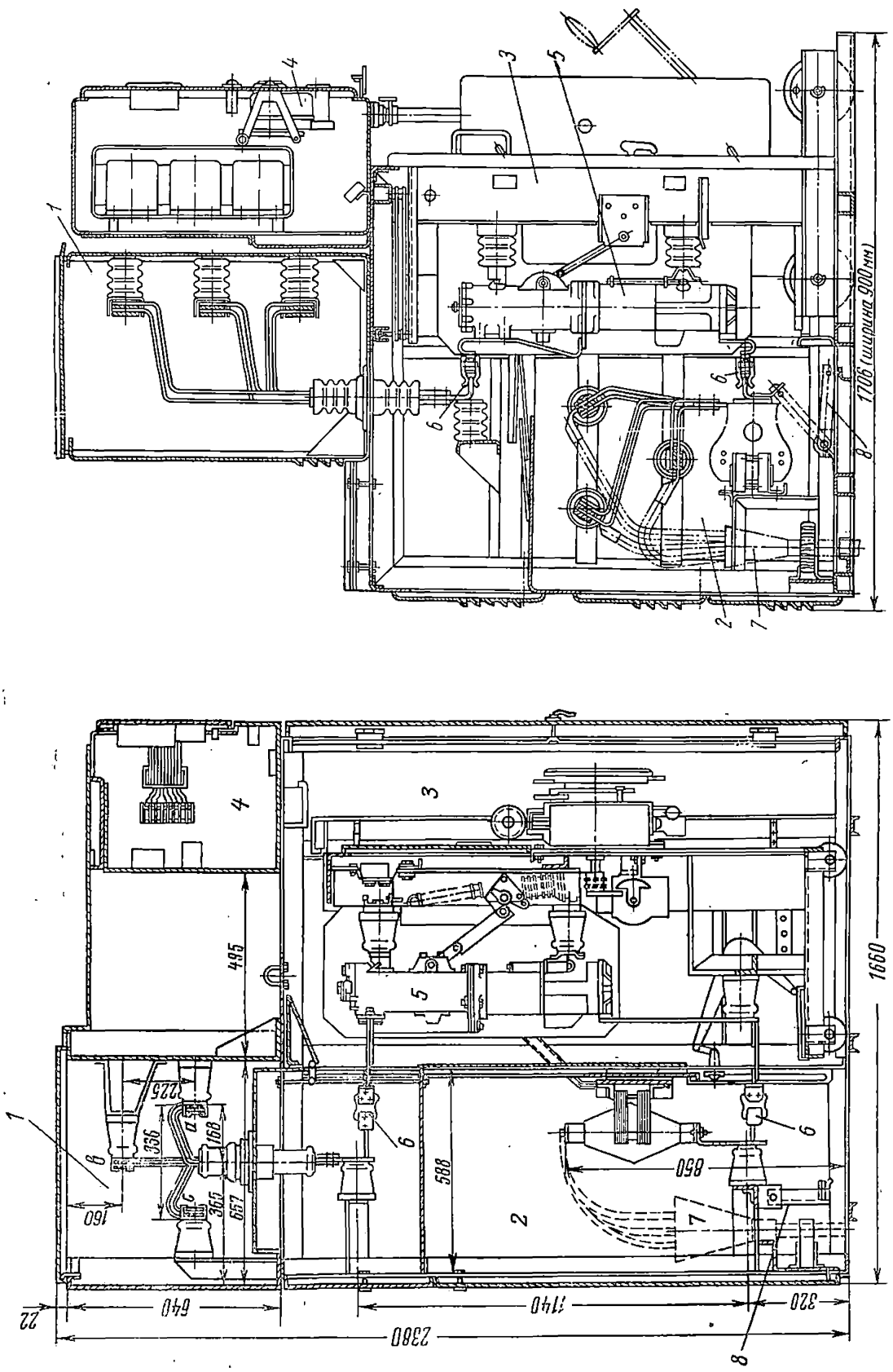
включения заземляющего разъединителя в рабочем положении тележки.

При применении КРУ серии КР-10/500 на токи 3200 А схема комплектуется из двух шкафов: шкаф с выключателем и шкаф для кабельного или шинного ввода или же для секционной связи.

Отличительными признаками КРУ серии К-XII являются отсутствие передней двери; при удалении выкатной тележки на длительный ремонт шкаф закрывается инвентарным фасадным листом, хранящимся на подстанции; соединение вторичных цепей выкатной и стационарной частей шкафа выполняется гибкими проводами при помощи штепсельного разъема, в то время как во всех других сериях КРУ это соединение осуществляется при помощи системы низковольтных контактов, предназначенных для связи вторичных цепей тележки и шкафа.

Важное значение для надежной работы выкатных КРУ имеет правильная их эксплуатация. Имели место аварии в КРУ, сопровождавшиеся взрывами, вследствие того что при вкатывании тележки допускалось неполное ее включение в рабочее положение. Необходимо тщательно проверять четкость фиксации тележки в рабочем положении и проверять исправность блокировки.

Стационарные КРУ. Основными стационарными типами комплектных распределительных устройств являются камеры типов КСО-272 и КСО-366 (рис. 8-46), которые до последнего времени изготовлялись в основном заводами Главэлектромонтажа Минмонтажспецстроя СССР. В настоящее время изготовление камер КСО-272 начато также на Нижне-Туринском электроаппаратном заводе Ми-


1
2
3
4
5
6
7
8
1706 (ширина 900 мм)
б)
1660
495
588
850
640
1140
320
2380
22
160
225
336
168
365
657
а)

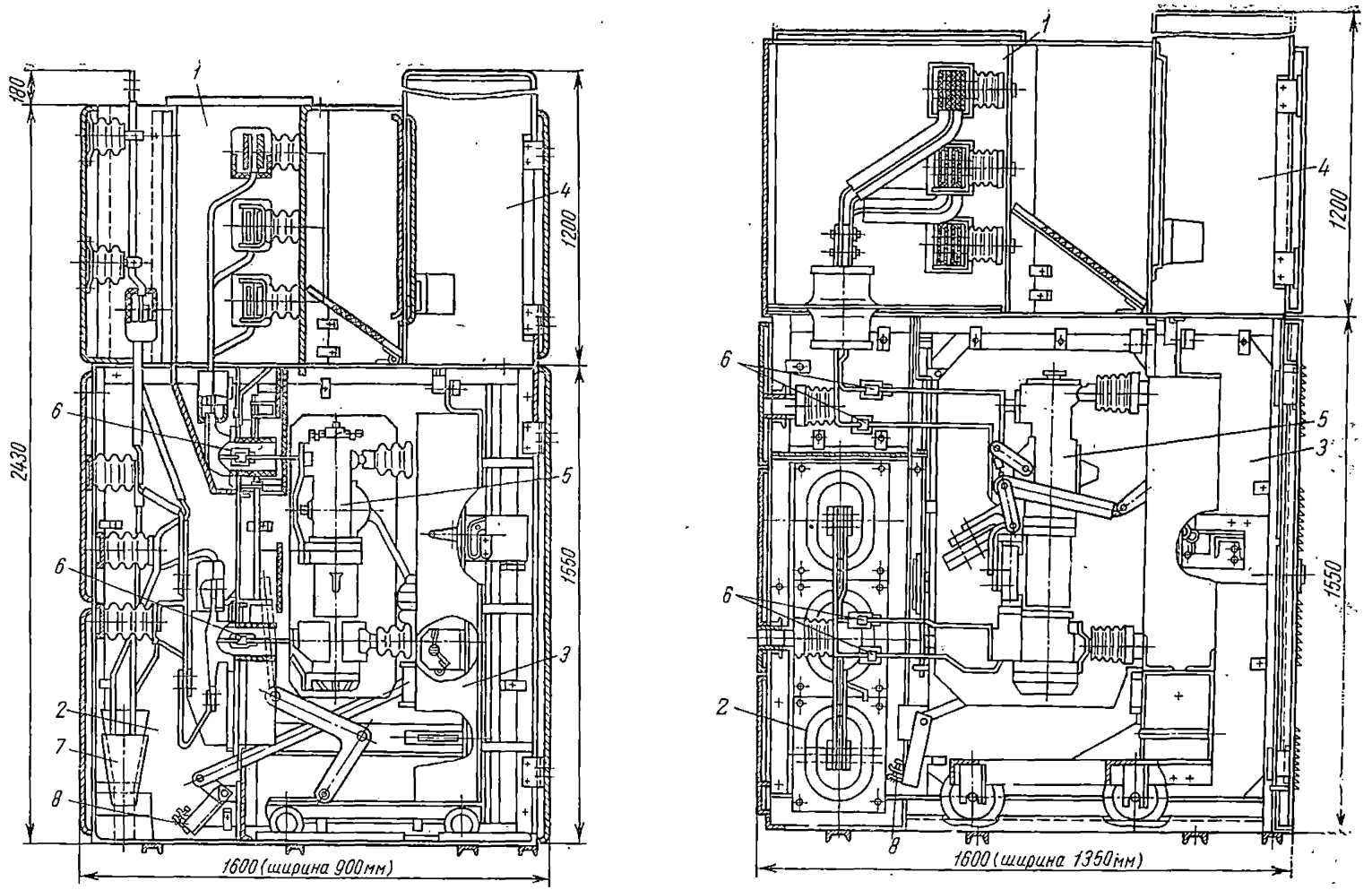


Рис 8-45. Наиболее употребительные типы выкатных КРУ для внутренней установки на напряжение 6—10 кВ.

а — шкаф серии КРУ2-10; *б* — шкаф серии К-XII; *в* — шкаф серии КР-10/500 на токи до 1500 (1250) А; *г* — шкаф серии КР-10/500 на ток 3200 А; *1* — отсек сборных шин; *2* — линейный отсек; *3* — отсек выкатной тележки; *4* — релейный шкаф; *5* — выключатель; *6* — штепсельный разъединитель; *7* — кабельная заделка; *8* — заземлитель.

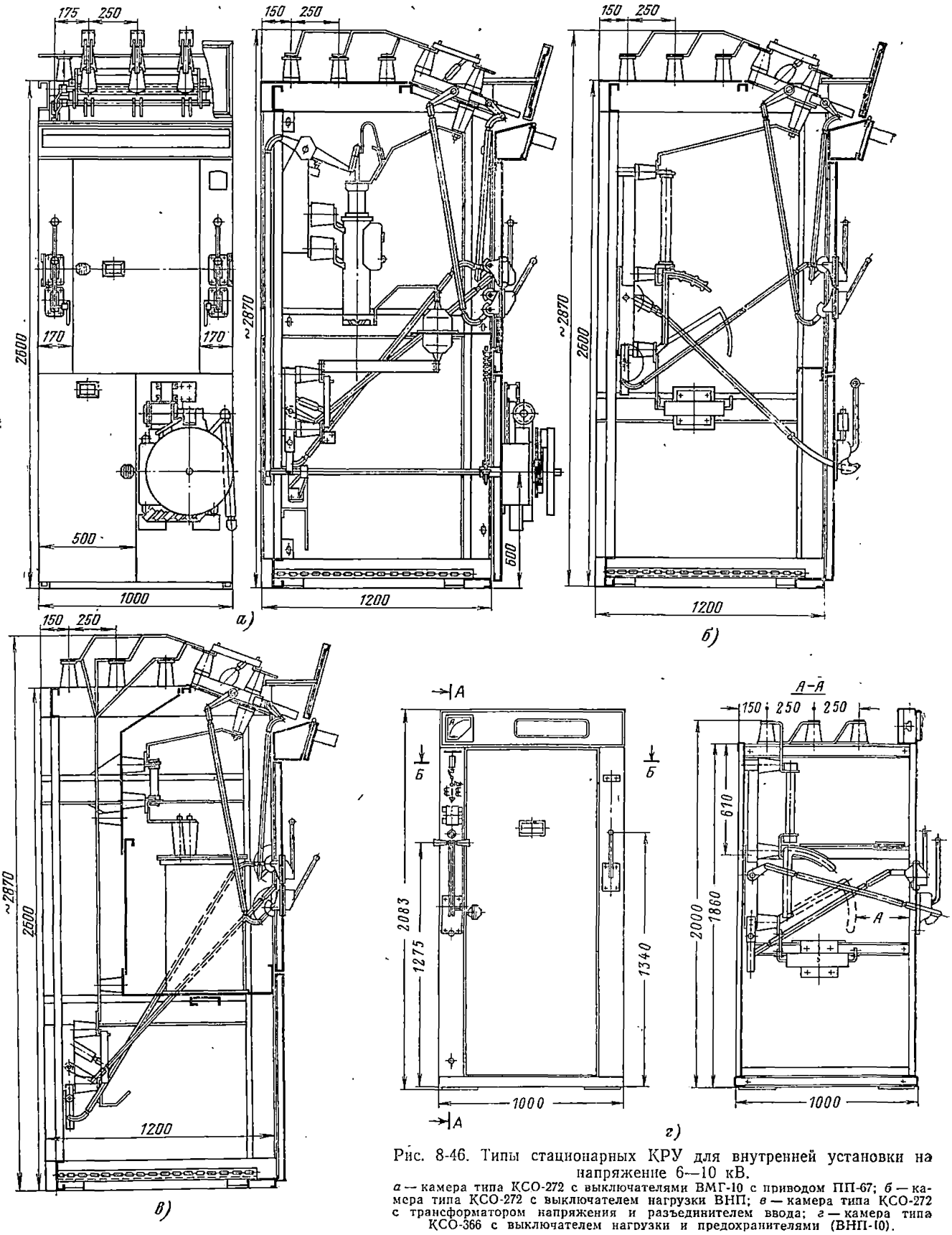


Рис. 8-46. Типы стационарных КРУ для внутренней установки на напряжение 6—10 кВ.

а — камера типа КСО-272 с выключателями ВМГ-10 с приводом ПП-67; *б* — камера типа КСО-272 с выключателем нагрузки ВНП; *в* — камера типа КСО-272 с трансформатором напряжения и разъединителем ввода; *г* — камера типа КСО-366 с выключателем нагрузки и предохранителями (ВНП-10).

нистерства электропромышленности. Камеры КСО-272 имеют такую же область применения, что и КРУ выкатного типа. Камеры КСО-272 являются модернизацией камеры КСО-266 в связи с выпуском новых выключателей типа ВМГ-10 взамен ВМГ-133 и принятием новой, согласованной с Минэнерго схемы расположения заземляющих ножей, которая предусматривает запрет доступа к выключателю при наличии напряжения на кабеле. В камере КСО-272 значительно улучшены условия обслуживания за счет более свободного доступа в отсеки выключателя и кабельных разделок. Повышена безопасность обслуживания благодаря устройству стационарных заземляющих ножей на шинных разъединителях. Высота камеры уменьшена на 200 мм за счет изъятия сплошной перегородки между отсеками выключателя и линейного разъединителя и вследствие меньшей высоты, требуемой выключателем ВМГ-10 благодаря возможности выемки его штоков вниз. Размеры в плане камеры КСО-272 1200×1000 мм остались такие же, как и в камере КСО-266. Общая компоновка камеры КСО-272 не изменилась. Камера разделяется на три отсека. В верхнем отсеке камеры открыто размещены сборные шины и шинный разъединитель, в среднем отсеке — выключатель, в нижнем — линейный разъединитель, воронка и трансформаторы тока типа ТЗ. На фасаде камеры имеются верхняя и нижняя двери.

Вверху по всей ширине камеры проходит световой карниз, являющийся одновременно табло с надписью о назначении камеры.

Внутри камер установлены лампы внутреннего освещения камеры. Предусмотрена возможность установки светильника снаружи камеры на специальных кронштейнах в верхней части фасада камеры для освещения коридора управления.

Камеры, на которых устанавливаются кронштейны со светильниками, определяются при проектировании освещения после комплектования распределительного устройства.

Отходящие из камер силовые кабели выходят непосредственно за пределы здания или в каналы, а при большом числе кабелей—в подвальное помещение.

Камеры КСО-272 изготовляются на напряжение 6 и 10 кВ с масляными выключателями типа ВМГ-10 (рис. 8-46,*а*), с приводами ПП-67 (70), ПЭ-11. Рабочие токи 600 и 1000 А. Они имеют открытое исполнение и предназначены для одностороннего обслуживания.

Сложные схемы вводов, пусковые схемы и другие размещаются в двух и более камерах с сохранением размеров основного унифицированного каркаса.

Имеются исполнения камер КСО-272, в которых размещаются выключатели нагрузки типа ВНП-17 (рис. 8-46,*б*), предохранители и разъединители, а также вспомогательные аппараты общего назначения: трансформаторы напряжения (рис. 8-46,*в*) и собственных нужд, разрядники, вводы только с разъединителями или с выключателями нагрузки и др.

При небольшом числе линий, коммутируемых при помощи предохранителей и выключателей нагрузки или разъединителей, эти линии размещаются в нормальных камерах серии КСО-272 с целью унификации всего распределительного устройства. Если же число таких линий значительно, то иногда применяются смешанные распределительные устройства с камерами серий КСО-272 и КСО-366 с соответствующей компоновкой распределительного устройства (см. [Л. 1-9]).

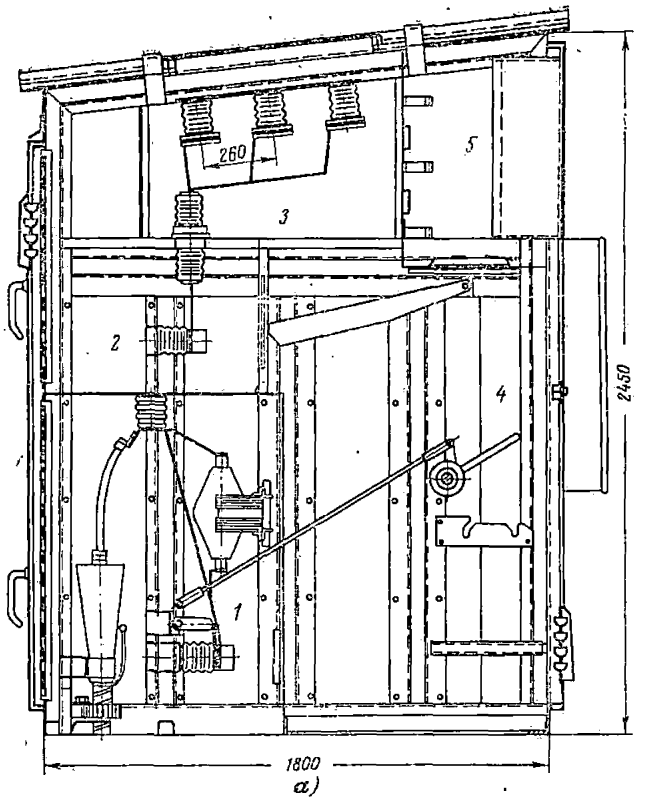
Малогабаритные камеры КСО-366 (рис. 8-46,*г*) имеют размеры в плане такие же, как и прежние камеры КСО-3, но высота их меньше. Они применяются в небольших распредустройствах с выключателями нагрузки серии ВНП-17, на которые и рассчитаны габариты этих камер. Камера КСО-366 может быть выполнена с непосредственным включением амперметра в рассечку шин высшего напряжения.

На лицевой стороне камеры в ВНП предусмотрен защитный экран из изоляционного материала (гетинакса, фибры), устанавливаемый перед дугогасительной камерой в зоне выхлопа газов и необходимый для уменьшения размера камеры по глубине и устранения неприятного для обслуживающего персонала светового эффекта при выхлопе газов, интенсивность которого зависит от отключаемого тока и момента отключения выключателя нагрузки.

В камере предусмотрены направляющие для вдвижного щита, расположенные на уровне нижнего изолятора предохранителя. После выемки предохранителей и вставки вдвижного щита создаются безопасные условия для осмотра, ревизии и ремонта выключателя нагрузки, в частности его дугогасительной камеры.

Корпус камеры КСО-366 сварной из листовой стали толщиной 2,5 и 2 мм.

Для доступа в камеру на ее фасаде предусмотрена сплошная дверь. С левой стороны фасада имеется узкая панель, на которой расположены приводы управления, измерительные приборы и др. Внутри камер установлены лампы внутреннего освещения камеры. Предусмотрена возможность установки светильника снаружи камеры для освещения коридора управления.



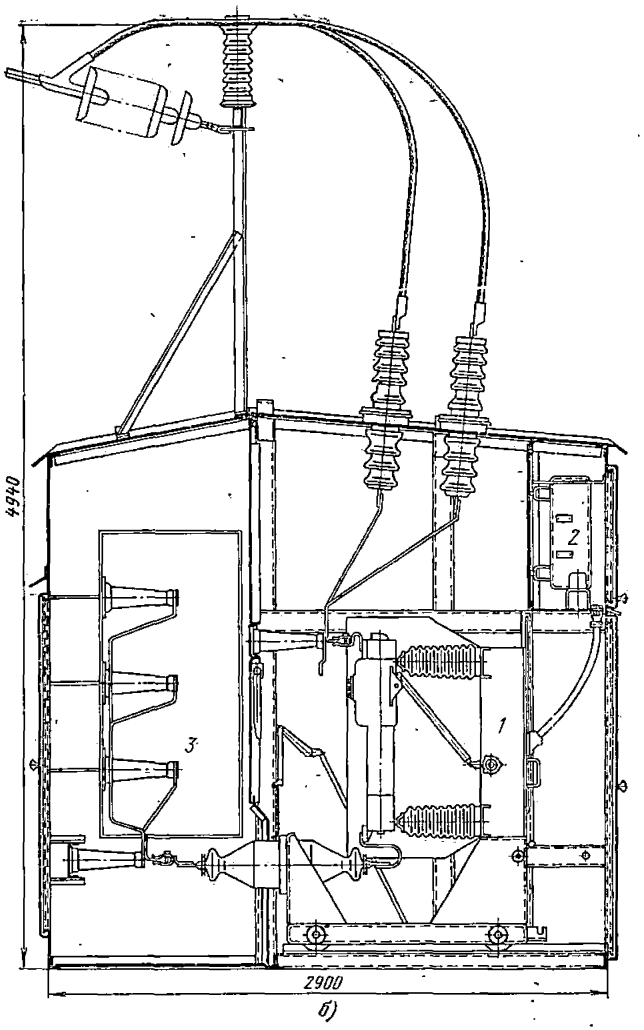


Рис. 8-47. Типы КРУ для наружной установки.

а — серии К-VI для кабельной линии на 400 А с выключателем ВМП-10: *1* — отсек трансформаторов тока и нижних разъединяющих контактов; *2* — отсек верхних разъединяющих контактов; *3* — отсек сборных шин; *4* — отсек выкатной части; *5* — релейный отсек; *б* — общий вид шкафа КРУН с выкатной тележкой на напряжение 35 кВ с воздушным вводом: *1* — отсек выкатной части; *2* — релейный отсек; *3* — отсек сборных шин.

Сборные шины прокладываются открыто над камерами. Отходящие от камер кабели проходят через отверстия в перекрытии в подвальное помещение, в каналы или непосредственно наружу за пределы здания.

Если в отдельных случаях по условиям эксплуатации потребуется установка на вводе или на одной из отходящих линий выключателя типа ВМГ, то она может быть произведена в камере по типу КСО-366 шириной 1250 мм с частичным использованием соседней камеры, например камеры с трансформаторами напряжения. Установка выключателя может быть применена только в крайней камере, не более чем для одной линии на каждую секцию распределительного устройства. При этом шинный разъединитель устанавливается сверху аналогично секционному разъединителю (см. [Л. 1-9]).

В камере серии КСО-366 может быть установлен силовой трансформатор мощностью до 20 кВ·А. При установке силового трансформатора на напряжение 6 кВ габариты камеры КСО-366 не меняются; при напряжении 10 кВ ширина камеры увеличивается с 1000 до 1250 мм.

Вместо выпускавшихся ранее мощных стационарных КРУ серий К-XI и КРУС внутренней установки теперь выпускаются мощные выкатные КРУ типа К-X с выключателями с электромагнитным дутьем типа ВЭМ-16 на ударный ток 125 кА с номинальным током до 1500 А и КРУ К-XXI с номинальным током 2000 А. Разрабатываются аналогичные КРУ типа К-23 и К-24 на ударный ток 125 кА и номинальный ток до 3200 А.

На рис. 8-47,*а* приведен шкаф КРУН для наружной установки серии К-VIу выкатного типа для кабельной линии на 400 А. Шкаф для воздушной линии имеет такие же габариты и общую компоновку, но линия выводится вверх. Работа шкафа и устройство выкатной тележки аналогичны КРУ для внутренней установки. Выпускавшийся ранее шкаф КРУ серии К-VI [Л. 1-9] того же назначения, что и шкаф К-VIу, но стационарного исполнения с производства снимается.

На рис. 8-47,*б* показан шкаф КРУ серии К-XIу выкатного типа на напряжение 35 кВ, ток 600—1000 А с масляными выключателями типов ВМП-35П на 500 МВ·А и ВМП-35Э на 1000 МВ·А, выпускаемый московским заводом «Электрощит».[1]

Разрабатываются КРУЭ на напряжение 110—220 кВ, заполненные элегазом, которые особенно хороши для работы в зонах с загрязненной средой и в районах с высокой плотностью застройки территории.

Ячейки КРУЭ, как таковые, дороже обычных. Экономичность и целесообразность их применения на промышленных предприятиях обусловливается следующими факторами:

уменьшением занимаемой ими площади по сравнению с применяемыми ныне распределительными устройствами, требующими в десятки раз большую площадь, чем КРУЭ. Стоимость спланированной и подготовленной для подстанции площади с соответствующими коммуникациями составляет весьма значительную величину (см. § 11, п. «ж»);

удешевлением сетей вторичного напряжения 6—10 кВ, так как компактные КРУЭ значительно легче разместить в центре нагрузок, питаемых от них, чем обычные подстанции 110—220 кВ. Это удешевление может оказаться весьма значительным, так как на предприятиях с плотной застройкой производственными зданиями и большой насыщенностью техническими и транспортными коммуникациями трудно добиться оптимального размещения громоздких подстанций 110—220 кВ существующих типов;

климатическими условиями района и степенью загрязненности окружающей среды производственными выделениями;

уменьшением эксплуатационных расходов.

Расчеты института Энергосетьпроект показали, что КРУЭ с учетом приведенных факторов экономичны, если их стоимость не превышает двух-трехкратной стоимости распределительных устройств, смонтированных на обычном оборудовании. При увеличении же объема выпуска разница в стоимости будет меньше.

За рубежом освоены ячейки КРУЭ на напряжение до 500 кВ и их выпуск непрерывно увеличивается. Производится разработка КРУЭ на напряжение 765 и 1300 кВ.

Наибольший экономический эффект от применения КРУЭ в промышленности будет иметь место на предприятиях черной и цветной металлургии и химии.

Размеры пробного образца КРУЭ на напряжение 110 кВ, изготовленного в Союзе, составляют в плане 0,8×4,0 м, по высоте 4—4,5 м.

В эксплуатации КРУ наружной установки выявилась ненадежная работа изоляторов и вводов выключателей, особенно при напряжении 10 кВ. Происходят частые их перекрытия вследствие того, что влажность воздуха в шкафах КРУН может доходить до 100%, а образование росы на изоляторах может начинаться уже при влажности 90%. Наиболее ча-

[1] Снимается с производства.

сто перекрытия происходят при переходе от холода к теплу, например в утренние часы или при внезапном наступлении оттепели. Поэтому в шкафах КРУ наружной установки предусматривается местный подогрев, который обеспечивает также нормальную работу приводов выключателей, реле, счетчиков и измерительных приборов в зимнее время.

В целях экономии электроэнергии на подогрев для предупреждения перекрытия изоляторов в районах с незагрязненной средой может быть применена обмазка их гидрофобной пастой.

При монтаже и ремонте выключателей в КРУН рекомендуется проверять расстояние между баками выключателя и от частей выключателя, находящихся под напряжением, до заземленных частей, которое не должно быть менее 100 мм. При меньших расстояниях возможен пробой воздушного промежутка во время перенапряжений, возникающих в сети.

Сетка схем первичных соединений выкатных КРУ обширна. Она имеет более 50 модификаций в зависимости от назначения, вида и числа встроенных аппаратов, от выполнения подсоединений (кабельные, шинные и др.) и в основном удовлетворяет потребностям народного хозяйства (см. [Л. 1-9]). Сетки камер КСО-266 и КСО-366 также охватывают весь необходимый диапазон предъявляемых к ним требований (см. [Л. 1-9]).

в) Основные характеристики комплектных трансформаторных подстанций (КТП) внутренней и наружной установки

Комплектные трансформаторные подстанции (КТП) изготовляются разными заводами, начиная с мощности от 20 до 31 500 кВ·А на первичные напряжения от 6 до 110—220 кВ и на вторичное от 0,22 до 10 кВ.

КТП состоит из распредустройства или ввода первичного напряжения, силового трансформатора и распредустройства вторичного напряжения (высокого или низкого).

КТП поставляются в виде отдельных блоков из указанных элементов, которые собираются на месте монтажа. Универсальные автоматы (АВ) КТП на напряжение 6—10/0,4—0,69 кВ доставляются в отдельных ящиках, а установочные автоматы (А-3000) — смонтированными в шкафах.

На рис. 8-48 показана двухтрансформаторная комплектная подстанция завода «Электрощит» с трансформаторами 2×3200 кВ·А на напряжение 35/6—10 кВ.

Для защиты трансформатора применены стреляющие предохранители ПСН-35. В распределительном устройстве 6—10 кВ применены комплектные шкафы наружной установки типа КРУН.

Для безопасности обслуживания стреляющие предохранители ПСН-35 и разрядники типа РВС имеют дополнительное внутреннее ограждение, калитка которого сблокирована с приводом разъединителя 35 кВ таким образом, чтобы вход за пределы внутреннего ограждения был возможен только после отключения КТП.

На рис. 8-49 приведена комплектная двухтрансформаторная подстанция завода «Электрощит» с трансформаторами мощностью 6300—16 000 кВ·А на напряжение 110/6—10 кВ без сборных шин и без выключателей на первичном напряжении, выполненная по упрощенной схеме блока питающая линия — трансформатор с перемычкой между линиями (см. рис. 8-19,*в*).

На стороне 110 кВ установлены разъединитель, разрядники, отделитель, короткозамыкатель. На перемычке установлены два разъединителя. При отсутствии перемычки расстояние между входным порталом и осью трансформатора уменьшается с 14 000 до 4500 мм, площадь подстанции сокращается, и ее легче разместить на территории предприятия.

Распределительное устройство 6—10 кВ комплектуется камерами КРУ выкатного типа наружной установки.

На рис. 8-50 представлена комплектная двухтрансформаторная подстанция мощностью 630—1000 кВ·А, напряжением 6—10 кВ для внутренней установки с однорядным расположением оборудования. На КТП применены масляные трансформаторы с боковыми выводами. Боковые выводы дают возможность удобного сочленения трансформатора с распределительным устройством низшего напряжения и вводом высшего напряжения. Трансформаторы имеют герметичный бак повышенной прочности с азотной защитой. Бак выдерживает избыточное давление 0,08 МПа.

Для контроля внутреннего давления трансформатор снабжен электроконтактным мановакуумметром; для защиты при повышении внутреннего давления служит реле давления.

Автоматические воздушные выключатели серии АВМ выдвижного исполнения служат защитно-коммутационной аппаратурой. Каждый автомат закрыт дверью, снабженной замком со специальным ключом. Управление автоматами производится рукоятками и ключами, расположенными на дверях шкафов, а для дистанционного управления концы проводов подведены к рейке с зажимами. Присоединение вводов высшего напряжения глухое по схеме, приведенной на рис. 8-27,*а*. На рис. 8-50, *а* показан общий вид КТП-630, име-

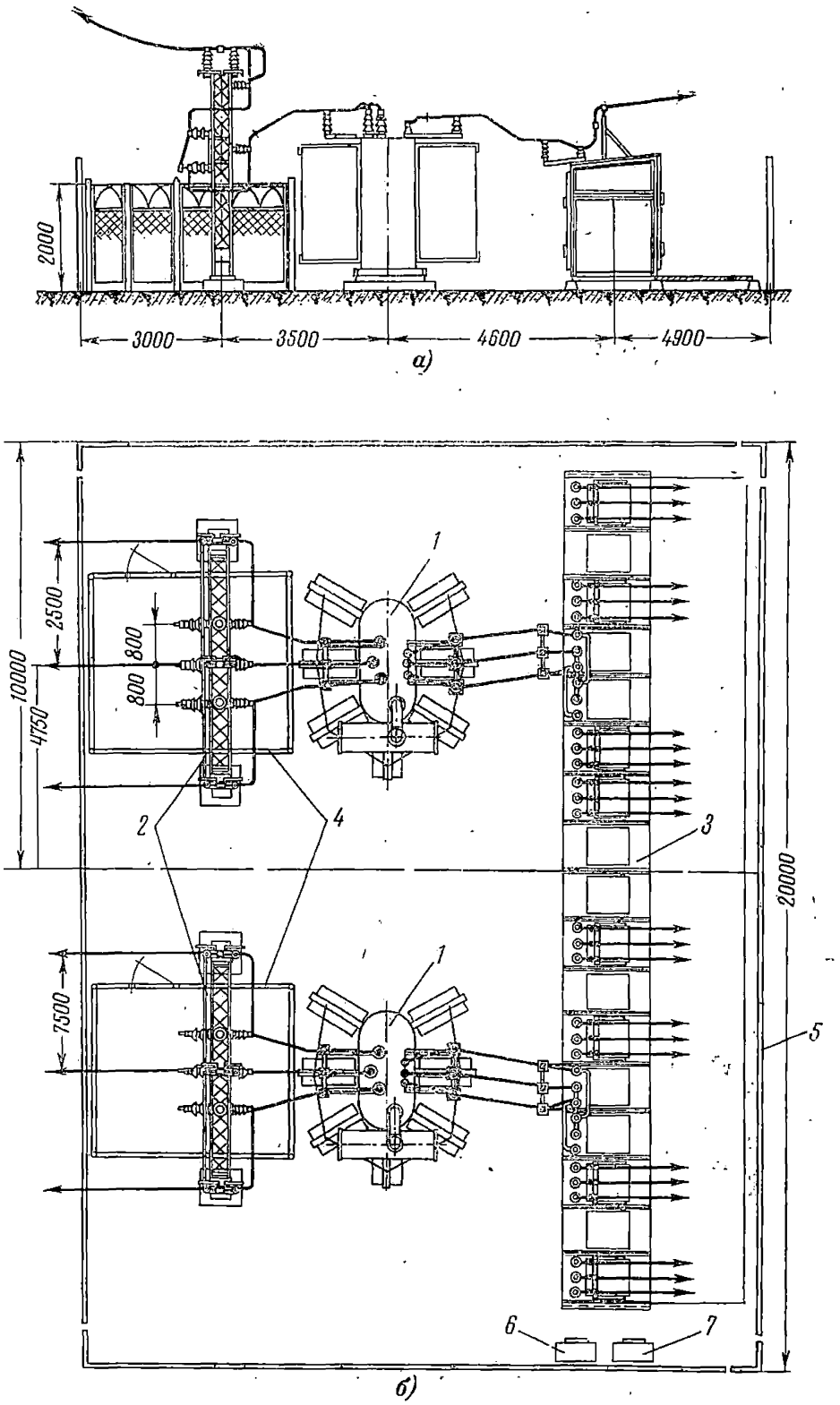


Рис. 8-48. Комплектная двухтрансформаторная подстанция 35 кВ московского завода «Электрощит» типа 2КТП-35/6 — 10П с трансформаторами мощностью 3200 кВ·А.

а — разрез; *б* — план; *1* — трансформатор; *2* — РУ 35 кВ; *3* — КРУН 6—10 кВ; *4* — внутреннее ограждение предохранителей; *5* — внешнее ограждение; *6* — шкаф инвентарный; *7* — шкаф противопожарного оборудования.

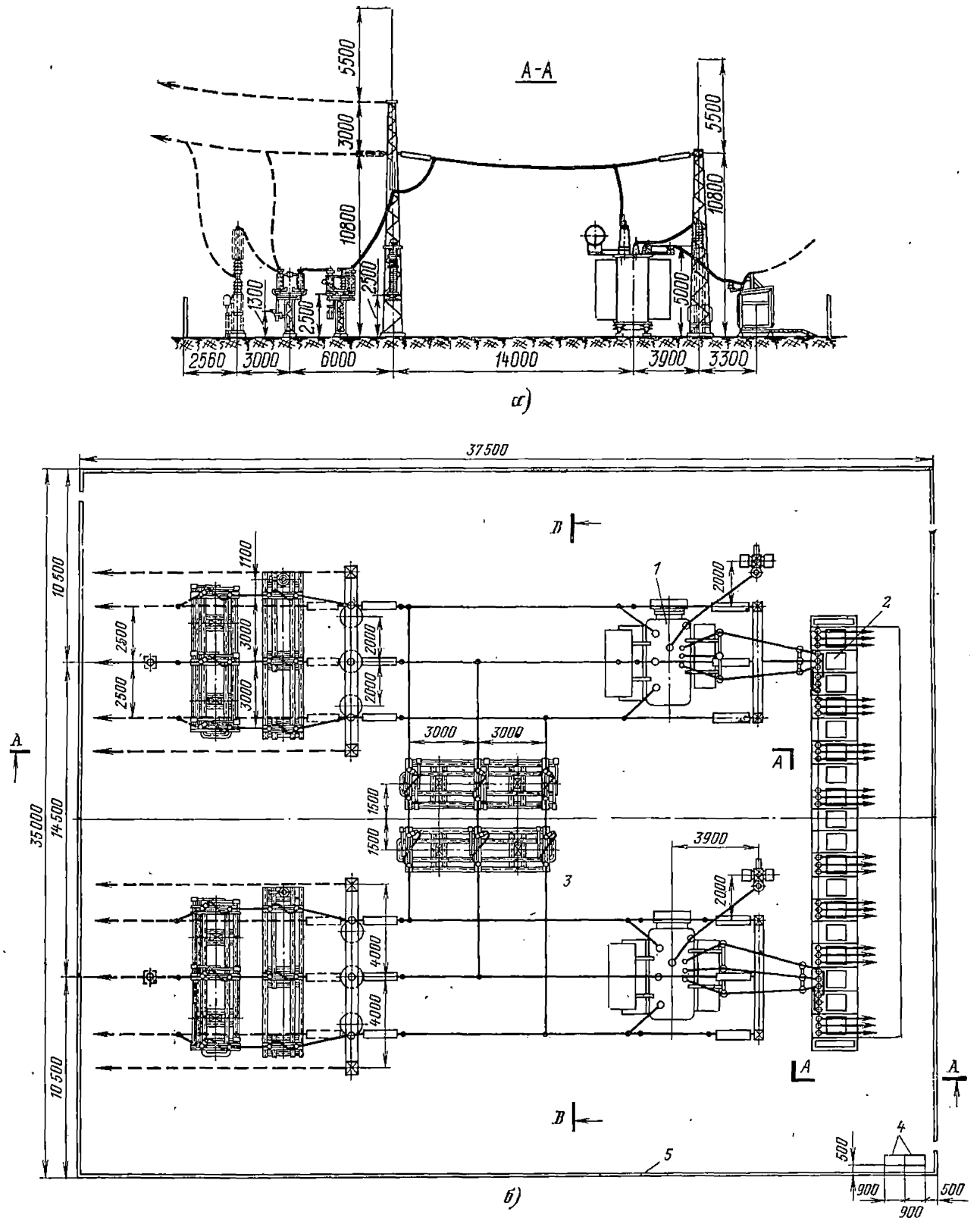


Рис. 8-49. Комплектная двухтрансформаторная подстанция 110 кВ московского завода «Электрощит» типа 2КТП-110/6 — 10 ПН с трансформаторами мощностью 6300—16 000 кВ·А.

а — разрез 2КТП; *б* — план; *1* — трансформатор; *2* — КРУН 6—10, кВ; *3* — перемычка; *4* — шкафы: инвентарный и противопожарного оборудования; *5* — ограждение.

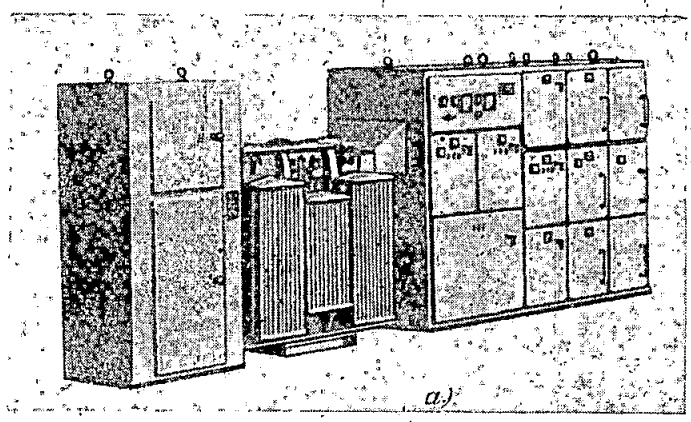
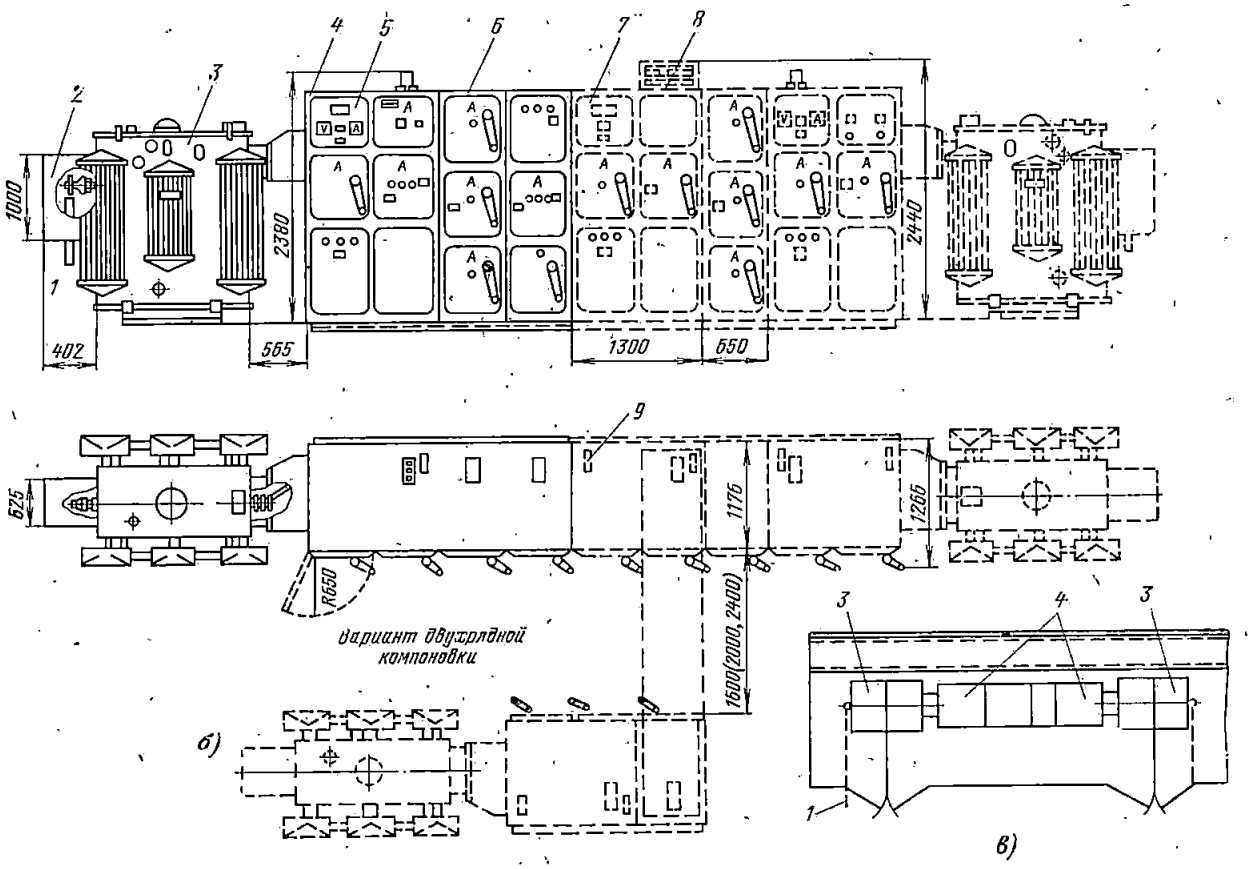


Рис. 8-50. Комплектная двухтрансформаторная подстанция мощностью 630—1000 кВ·А.

а — внешний вид; *б* — общая компоновка и основные размеры; *в* — однорядная установка КТП в отдельном помещении; *1* — кабель ВН; *2* — шкаф ввода ВН; *3* — силовой трансформатор; *4* — шкаф ввода НН; *5* — отсек приборов; *6* — шкаф отходящих линий НН; *7* — секционный шкаф НН или шкаф отходящих линий; *8* — шинный короб; *9* — окно для вывода кабеля вверх.



ющий такую же общую компоновку, что и КТП на рис. 8-50,*б*, но с выполнением вводного шкафа по схеме, приведенной на рис. 8-27,*б*, т. е. с применением выключателя нагрузки и предохранителя (ВНП-17).

С целью разгрузки КТП от большого числа отходящих линий небольшой мощности напряжением до 1000 В на цеховых подстанциях в ряде случаев целесообразно устанавливать силовые распределительные пункты типа ПР-9000, к которым и присоединять отходящие линии с рабочим током менее 150—200 А.

Такую установку КТП можно применить на отдельно стоящих подстанциях и при размещении в цехах, в которых по условиям среды или же по производственным соображениям КТП нельзя установить открыто. Если же по условиям среды открытая установка возможна, то вместо указанных на рис. 8-50,*в* стен делаются сетчатые ограждения.

Имеется заводское исполнение КТП мощностью 630 и 1000 кВ·А для наружной установки, которые изготовляются по тем же схемам и параметрам, как и для внутренней установки. Шкафы вводов высшего напряжения

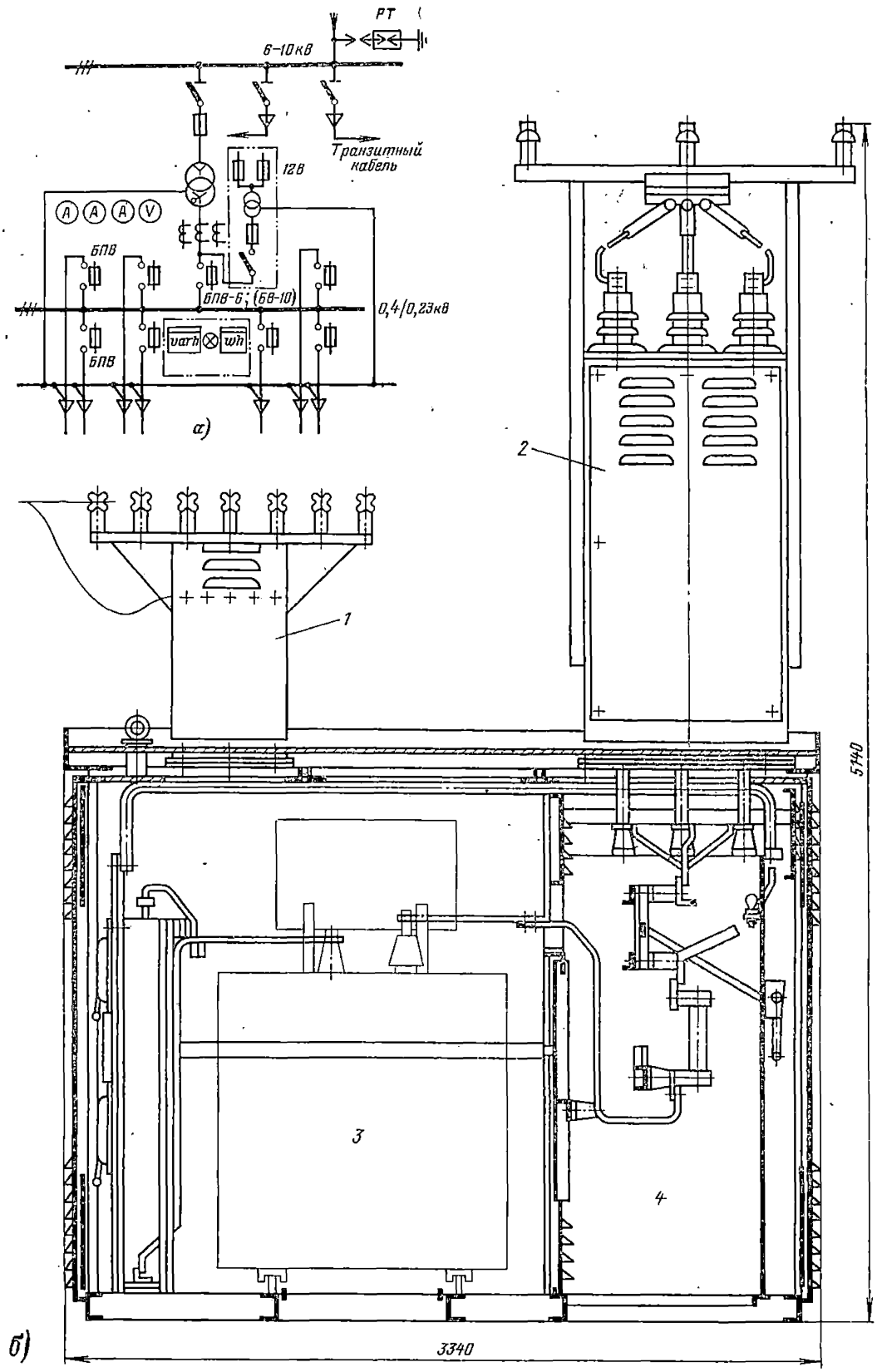


Рис. 8-51. Подстанция серии КТПН-66 с воздушным или кабельным вводом высшего напряжения и воздушным или кабельным выводом низшего напряжения.

а — схема; *б* — конструкция; *1* — портал низшего напряжения высотой 1 100 мм; *2* — портал высшего напряжения высотой 2700 мм; *3* — камера силового трансформатора; *4* — ячейка ввода трансформатора.

Примечание. На подстанциях с кабельными вводом и выводом порталы не устанавливаются.

и КРУ низшего напряжения в КТП наружной установки имеют пылебрызгозащищенное исполнение с необходимыми уплотнениями.

На рис. 8-51 показана одна из комплектных трансформаторных подстанций типа КТПН-66 мощностью 160 (180)—250 кВ·А для наружной установки, изготовляемых заводами Главэлектромонтажа Минмонтажспецстроя СССР.

Эти подстанции главным образом предназначены в качестве инвентарных для электроснабжения строительных площадок и на других временных электроустановках, но могут быть применены и в других случаях.

Подстанции КТПН-66 изготовляются двух габаритов по мощности: 160 (180)—250 кВ·А и 400(320)—630 кВ·А. Каждый габарит имеет три исполнения: для чисто кабельных сетей (К), для чисто воздушных сетей (В) и универсальное (У) для воздушных и кабельных сетей.

Два последних исполнения вписываются в общие размеры для соответствующих мощностей трансформаторов.

Показанная на рис. 8-51 подстанция с универсальным вводом имеет надстройку с разрядниками и шинным спуском для воздушного ввода и разъединители для кабельного ввода. Этот тип КТП применяется, когда условия присоединения и эксплуатации подстанций заранее неизвестны или же предполагается многократное их использование в кабельных и воздушных сетях 6—10 кВ.

Для подключения подстанций к воздушным сетям на ближайшей опоре устанавливается разъединитель.

Аналогичные КТП такой же мощности выпускаются электропромышленностью под названием: Перевозимые комплектные трансформаторные подстанции (ПКТП).

8-6. ОСНОВНЫЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫБОРУ И РАЗМЕЩЕНИЮ ПОДСТАНЦИЙ И ИХ ЭЛЕМЕНТОВ

а) ОБЩИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

При выборе типа и размещения подстанций должны в максимальной степени соблюдаться два основных требования: минимум места, занимаемого на территории предприятия и на производственной площади цеха, и минимум помех производственному процессу данного объекта.

При выборе места подстанции основным условием является расположение электрических нагрузок на территории предприятия и на площади цеха (см. рис. 8-1). Должны учитываться также производственные, архитектурно-строительные и эксплуатационные требования, конфигурация производственных помещений, расположение технологического оборудования, условия окружающей среды, условия охлаждения, условия пожарной и электрической безопасности, типы применяемого электрооборудования и др.

Большие затруднения при выборе места подстанций вызывают насыщенность территории технологическими, сантехническими, электротехническими и транспортными коммуникациями и значительная стоимость территории, а также наличие производственных вредностей, действующих на изоляцию и токоведущие части. В связи с этим проектирование электроснабжения предприятий с загрязненной средой следует выполнять во взаимной увязке с технологической частью проекта, в которой должны предусматриваться эффективные мероприятия по очистке газов и улавливанию вредных выделений, а также сооружение дымовых труб необходимой высоты.

б) ПОДСТАНЦИИ 35—220 кВ

ГПП и ПГВ следует размещать по возможности ближе (в пределах разрывов, допускаемых ПУЭ) к центрам нагрузок, насколько это возможно по условиям планировки предприятия, возможности прохождения воздушных линий 35—220 кВ, состояния окружающей среды и по другим соображениям. При двух ГПП или ГПП и ТЭЦ их следует размещать на установленном нормами расстоянии друг от друга, например, с двух противоположных сторон площадки предприятия по возможности ближе к основным потребителям. При размещении на территории промышленного предприятия подстанции районного значения, которая хотя и обслуживает в основном данный объект, но находится в ведении эксплуатации энергосистемы, ее расположение должно увязываться с генпланом предприятия и размещением основных его электронагрузок. Подстанция глубоких вводов ПГВ 35—220 кВ должны, как правило, размещаться рядом с обслуживаемыми ими производственными корпусами, а их распределительные устройства вторичного напряжения 6—10 кВ рекомендуется встраивать в эти корпуса. При ограниченных размерах площадки, отведенной под ПГВ, и невозможности встройки ЗРУ 6—10 кВ в производственный корпус рекомендуется применять двухэтажную компоновку ПГВ с размещением ЗРУ 6—10 кВ на первом этаже, а ОРУ или ЗРУ 110—220 кВ над ним (см. рис. 8-60 и 8-61).

При напряжении 110 кВ и выше в большинстве случаев применяются открытые распределительные устройства (ОРУ). Закрытые

распределительные устройства сооружаются только в районах предприятий с сильно загрязненной окружающей средой. Трансформаторы во всех случаях устанавливаются открыто, если нужно — с усиленной изоляцией. Распределительные устройства 35 кВ в ряде случаев целесообразно выполнять закрытыми и при нормальной окружающей среде, особенно при небольших токах к. з., и следовательно, более компактной и дешевой аппаратуре (например, горшковые выключатели С-35 и др.). В частности, применение ЗРУ 35 кВ целесообразно при стесненной площадке предприятия или его реконструкции.

При экономическом сравнении вариантов ОРУ и ЗРУ необходимо учитывать стоимость земельного участка, а также эксплуатационные расходы, возникающие при открытом варианте, необходимые для повышения надежности изоляции, затраты на ликвидацию последствий отключений и аварий по причине загрязнения изоляции, а также ущерб производству вследствие аварий и отключений по указанным причинам.

При размещении подстанций на предприятиях с производствами, выделяющими газы, пыль и другие аэрозоли, вредно действующие на изоляцию и токоведущие части электроустановок, необходимо предусматривать специальные мероприятия для устранения или ограничения вредного воздействия упомянутых выделений на изоляцию и токоведущие части открытых подстанций, вводов в ЗРУ и воздушных линий электропередачи, которые рекомендованы в § 5-5.

в) ПОДСТАНЦИИ 6—10 кВ

В целях наибольшего приближения к электроприемникам рекомендуется применять внутренние, встроенные в здания или пристроенные к ним трансформаторные подстанции, питающие отдельные цехи (корпуса) или части их в тех случаях, когда этому не препятствуют производственные условия или же требования архитектурно-строительного оформления зданий. Кроме выгод в электрической части (см. § 8-1), размещение цеховых подстанций и распределительных пунктов в пределах периметра производственных зданий имеет также преимущества и в компактности генплана, так как позволяет сократить расстояния между цехами и уменьшить размеры проездов и подъездов. Правила устройства электроустановок требуют весьма значительных противопожарных разрывов между отдельно стоящими подстанциями и производственными зданиями (от 7—10 м для закрытых и до 16—24 м для открытых подстанций) в зависимости от степени огнестойкости зданий, категорий размещенных в них производств и других факторов.

При применении вышеупомянутых подстанций эти требования отпадают, что позволяет значительно сократить площадку предприятия и получить большую экономию в затратах на планировку и на различные подземные и надземные технологические, электрические и транспортные внутризаводские коммуникации.

Подстанции, встроенные и пристроенные, имеют выход из камер с масляными трансформаторами и аппаратами непосредственно наружу, и поэтому к их установке никаких специальных противопожарных требований не предъявляется. Необходимо только, чтобы они не размещались под помещениями с мокрым технологическим процессом, под душевыми, уборными и т. п. При вынужденной необходимости такого размещения следует принимать специальные меры по гидроизоляции перекрытий подстанций. Нельзя размещать подстанции с масляными трансформаторами непосредственно над помещениями с длительным скоплением людей более 50 чел. и под ними.

Внутренние цеховые подстанции применяются главным образом в многопролетных цехах большой ширины во всех случаях, когда это дает существенные преимущества в отношении экономии электроэнергии и цветных металлов и допустимо по категории производства и характеру технологического процесса.

При современных упрощенных схемах распределения электроэнергии и схемах коммутации подстанций внутрицеховые подстанции практически сводятся к камере трансформатора и щиту вторичного напряжения, а при распределении электроэнергии по магистралям напряжением до 1000 В на подстанции остается только один трансформатор. При применении же КТП допускается открытая их установка в соответствии с § IV-2-131 и IV-2-132 ПУЭ. Это, конечно, очень облегчает размещение таких подстанций внутри цехов.

При закрытой установке каждый трансформатор обычно размещается в отдельной камере с выходом наружу. Допускается и по условиям компоновки иногда применяется выход из камер в соседние помещения с несгораемым полом, стенами и перекрытием, не содержащими огнеопасных предметов, аппаратов и производств. Небольшие трансформаторы с количеством масла до 600 кг допускается размещать в камерах РУ, в том числе в комплектных камерах КСО и КРУ с выходом наружу и во взрывной коридор.

Однофазные трансформаторы, относящиеся к одной цепи, обычно устанавливаются в общей камере.

Размеры камер трансформаторов определяются исходя из условий удобства их обслуживания, общей компоновки подстанции, установленных строительных модулей, а для пристроенных, встроенных и внутренних подстанций с учетом также строительной части производственных зданий.

При привязке подстанций в конкретных условиях указанные в § IV-2-100 ПУЭ минимальные расстояния могут быть увеличены в зависимости от общей компоновки подстанции в цехах, расстояний между колоннами и балками и от установленных строительных модулей здания цеха.

В ряде случаев, когда по разным причинам невозможно применить внутренние или встроенные цеховые подстанции, нужно рассматривать варианты расположения трансформаторов на крышах зданий, на балках, фермах или же применять подземную установку трансформаторов. В цехах небольшой ширины, одно- и двухпролетных, а иногда и трехпролетных или при питании части нагрузок, расположенных за пределами цеха, а также при недопустимости или затруднительности размещения внутренних подстанций применяются встроенные в цех или пристроенные к нему закрытые трансформаторные подстанции или же подстанции с открытой установкой трансформаторов около наружной стены цеха. Последнее решение более предпочтительно с точки зрения затрат и архитектурного выполнения здания, около которого располагается подстанция, так как надлежащим образом оформленная открытая установка трансформатора выглядит гораздо изящнее, чем закрытая пристроенная подстанция, особенно при многоэтажных зданиях. Необходимо шире применять цеховые подстанции с открытой установкой трансформаторов, чем это делалось до сего времени, так как наряду с другими преимуществами это дает экономию дорогих цеховых площадей. Встроенные и пристроенные подстанции следует преимущественно располагать вдоль одной из длинных сторон цеха, желательно ближайшей к источнику питания, или же в шахматном порядке вдоль двух сторон цеха. Последнее рекомендуется лишь при большой ширине цеха, при двух- и трехпролетных зданиях. Отдельно стоящие цеховые подстанции в настоящее время применяются сравнительно редко, особенно на крупных предприятиях. Однако их сооружение может оказаться целесообразным в некоторых случаях, например:

при питании от одной подстанции нескольких цехов, если центр их нагрузок находится вне пределов этих цехов, а пристройка их к одному из цехов или же сооружение самостоятельных подстанций в каждом цехе экономически не оправданы;

при полной невозможности или нецелесообразности размещения подстанции внутри цехов или у наружных их стен по соображениям производственного или архитектурного характера;

при наличии в цехах пожароопасных или взрывоопасных производств.

При сооружении отдельно стоящих подстанций и распределительных устройств следует всемерно стремиться применять открытую установку их оборудования и особенно трансформаторов в той мере, в какой это позволяют условия окружающей среды.

Внутрицеховые подстанции, кроме приведенных выше общих требований, должны удовлетворять также изложенным ниже специальным дополнительным требованиям как к изготовлению, так и к установке, обусловленным их расположением в производственном помещении с находящимся в нем работающим производственным оборудованием и персоналом, не имеющим непосредственного отношения к подстанции. Закрытые внутрицеховые подстанции располагаются в специально сооружаемых для них внутри цеха помещениях, которые должны быть I и II степени огнестойкости и иметь огнестойкие двери. Устройство окон не допускается. Пол подстанции должен быть не ниже уровня пола цеха и иметь уклон в сторону маслосборных ям. Двери должны иметь предел огнестойкости не менее 0,75 ч. Внутрицеховые подстанции лучше всего размещать в пределах мертвой зоны кранов, тельферов и других подъемно-транспортных механизмов, а также по возможности удалять их от путей внутрицехового транспорта. Если это не удается, то предусматриваются мероприятия для их защиты от случайных повреждений путем устройства отбойных тумб, световой сигнализации и т. п. Размещение внутрицеховых подстанций в помещениях с производствами категории В допускается лишь по согласованию в каждом отдельном случае с органами Государственного пожарного надзора.

При установке на закрытых внутрицеховых подстанциях масляных трансформаторов их число не должно быть более трех, а суммарная мощность не более 2000 кВ·А, при размещении на втором этаже мощность масляного трансформатора не должна быть более 630—750 кВ·А. Предельная мощность КТП с масляными трансформаторами, устанавливаемыми открыто в цехе, не должна превышать 2×1000 кВ·А. В новой редакции ПУЭ предельная мощность увеличена до 2×1600 кВ·А по согласованию с ГУПО МВД. Расстояние в

свету между соседними камерами разных подстанций и между масляными трансформаторами разных КТП, устанавливаемых открыто внутри цеха, должно быть не менее 10 м. При установке КТП в отдельных помещениях расстояние между КТП, а также между указанными отдельными помещениями для КТП не ограничивается. Отступления от этих условий нужно согласовывать с органами Государственного пожарного надзора. На трансформаторы, сухие или заполненные негорючей жидкостью, указанные ограничения не распространяются. Особо стоит вопрос о специальных внутрицеховых подстанциях печных, преобразовательных и других непосредственно связанных с технологическим процессом производств, для которых они предназначены. Мощность трансформаторов на таких подстанциях определяется мощностью питаемых ими агрегатов, и их установка регламентируется отдельными главами ПУЭ (гл. IV-3; VII-5).

Внутрицеховые подстанции располагаются преимущественно около колонн или около каких-нибудь постоянных внутрицеховых строений с таким расчетом, чтобы не занимать подкрановых площадей, или же в пролете под подкрановыми балками. При шаге колонн, недостаточном для размещения между ними подстанций, допускается включать одну колонну в периметр подстанций, причем рекомендуется это делать в примыкании к одной из стен камеры трансформатора.

На рис. 8-52 приведен пример размещения цеховых КТП в трехпролетном цехе крупного машиностроительного завода с максимальным приближением их к нагрузкам соответствующих групп питаемых от них электроприемников. Часть КТП удалось разместить у наружных стен цеха в виде встроенных или пристроенных. Остальные установлены внутри между колоннами с выкаткой трансформаторов непосредственно в цех, так как условия среды это позволяют.

Для размещения ТП в цехах с производствами категорий выше Д и Г иногда выделяются специальные электротехнические помещения типа широких коридоров (если это целесообразно), отделенные от производственных помещений и имеющие выход непосредственно наружу. В этих помещениях располагаются КТП в местах наибольшего их приближения к нагрузкам.

Такое выделение целесообразно также независимо от категории производства при большой плотности нагрузок и равномерном их распределении и при загруженности цеха технологическим оборудованием. Например, на обогатительных фабриках практикуется выде-

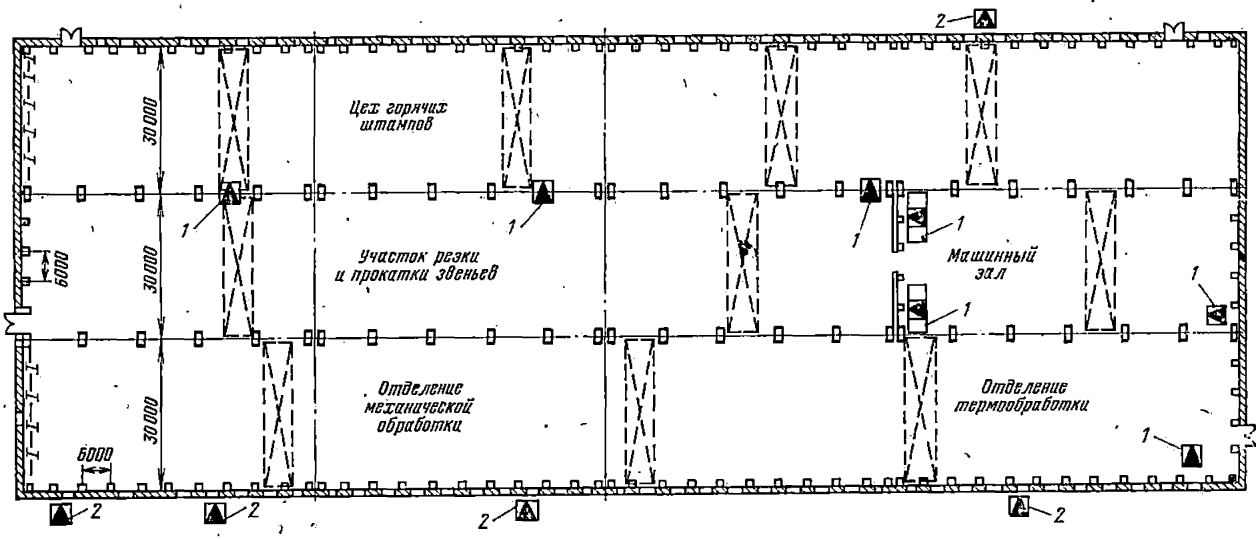


Рис. 8-52. Пример размещения цеховых КТП 6—10 кВ в многопролетном цехе.
1 — внутренняя КТП; *2* — пристроенная КТП.

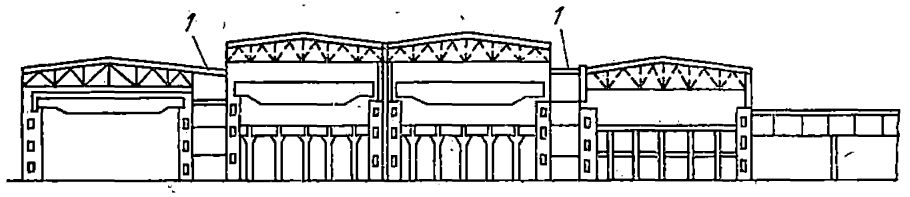


Рис. 8-53. Размещение специальных электротехнических пролетов в блоке цехов энергоемкого предприятия.
1 — электротехнический пролет.

ление специального пролета для размещения трансформаторных подстанций; при большой высоте цеха вместо выделения специального пролета может оказаться целесообразным расположение подстанций на балконе, на отметке до 4 м над полом цеха.

В крупных энергоемких корпусах предприятий, в которых сосредоточены большие электрические нагрузки 60—90 МВт на относительно небольших площадях, применяются специальные многоэтажные электротехнические пролеты шириной 6—9 м, в которых размещены не только КТП, но все электрооборудование подстанции. Электротехнический пролет может быть встроен в производственный корпус или пристроен к нему (рис. 8-53).

Общая компоновка такого пролета показана на рис. 8-54.

На верхнем (четвертом) этаже проложены две «нитки» токопроводов 10 кВ, на третьем этаже размещены КРУ и реакторы, на втором этаже проложены кабели и предусмотрен проезд. Такая компоновка позволяет приблизить к центру нагрузок и удобно разместить РУ, подстанции и другое электрооборудование, а также улучшить условия эксплуатации в тех случаях, когда производство характеризуется наличием химически активных пыльных и пожароопасных сред. Так как КТП размещены на втором этаже, трансформаторы принимаются сухие или с негорючим заполнением.

Отличительным признаком данной компоновки является применение закрытых симметричных токопроводов для передачи электроэнергии от основного узла питания (ГПП, УРП, ТЭЦ). Это позволяет отказаться от большого количества кабелей, повысить надежность электроснабжения и улучшить условия эксплуатации.

Транспортировка цеховых трансформаторов должна предусматриваться по возможности с помощью заводских кранов или других цеховых транспортных приспособлений, а при размещении подстанций на верхних этажах или крыше цехов должны предусматриваться соответствующие подъемные средства. При выдаче строительных заданий на помещения, в которых устанавливаются цеховые трансформаторы, КРУ, КТП, КПП и другое электрооборудование, должны указываться нагрузки от наиболее тяжелых частей этих устройств и места приложения этих нагрузок (например, швеллеры или катки под трансформаторы). Необходимо также указывать зоны передвижения этого электрооборудования при монтаже и эксплуатации, для того чтобы строительная часть в этих зонах была рассчитана соответствующим образом или же были рекомендованы временные мероприятия по усилению

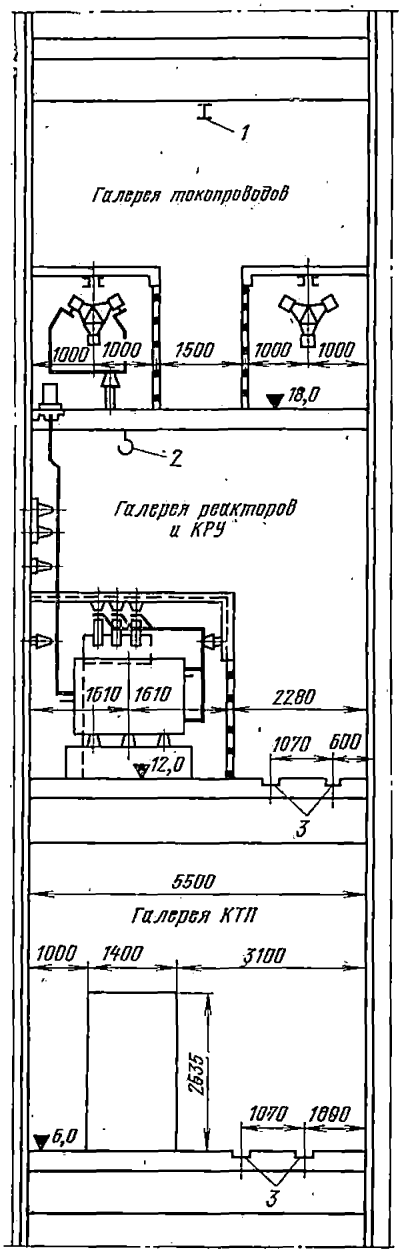


Рис. 8-54. Компоновка электрооборудования в электротехническом пролете.

1 — монорельс; *2* — крюк для подъема реактора; *3* — железнодорожная колея по всей длине галереи.

перекрытий зданий на время передвижения электрооборудования.

В деревянных зданиях внутрицеховые подстанции размещать нельзя. При деревянных перекрытиях над подстанциями предусматриваются несгораемые зоны, выступающие за контуры подстанции по 2 м в каждую сторону, или стены подстанции выводятся до перекрытия цеха, которое в пределах подстанции делается несгораемым.

При размещении внутрицеховых подстанций с маслонаполненным оборудованием в многоэтажных зданиях их стены, опоры и перекрытия в месте установки подстанции выполняются несгораемыми.

При размещении внутрицеховых подстанций должна быть учтена возможность доступа к ним. Поэтому со стороны дверей и вентиляционных отверстий предусматривается проход не менее 1 м. Для предохранения от повреждений на подстанциях при близости проходящего внутрицехового транспорта или крановых путей на них предусматриваются выносные опознавательные знаки.

Масляные трансформаторы внутрицеховых подстанций снабжаются газовой защитой, начиная с мощности 630 кВ·А. Выключатели, как правило, не применяются; в исключительных случаях рекомендуются безмасляные или с малым объемом масла. Встройку и пристройку подстанций к взрывоопасным помещениям следует производить в соответствии с требованиями ПУЭ (см. § VII-3-52—XII-3-56). Согласно ПУЭ пожароопасные помещения и наружные пожароопасные установки подразделяются с точки зрения их пожарной опасности при установке в них или около них электрооборудования на четыре класса: П-I, П-II, П-IIа и П-III (см. § VII-4-3—VII-4-6 ПУЭ).

Распределительные пункты РП, в том числе крупные, также рекомендуется пристраивать или встраивать в производственные здания и совмещать с ближайшими трансформаторными подстанциями во всех случаях, когда это не вызывает значительного смещения последних от центра их нагрузок и не противоречит указаниям § 8-1.

Если РП служит для приема электроэнергии от энергоснабжающей организации, следует предусматривать выделение камер вводов и транзитных линий с тем, чтобы они были недоступны для обслуживающего электротехнического персонала предприятия.

г) РАЗМЕЩЕНИЕ И УСТАНОВКА КОМПЛЕКТНЫХ УСТРОЙСТВ

КТП и КРУ внутренней установки размещаются в отдельных помещениях или же непосредственно в цехах с производствами категорий Г и Д, в зданиях I и II степеней огнестойкости. КРУ с баковыми выключателями рекомендуется ставить в отдельных помещениях. Можно ставить их в машинных залах.

Примечания: 1) К категории Д относятся производства, связанные с обработкой несгораемых материалов в холодном состоянии, а к категории Г — производства по обработке материалов в горячем раскаленном или расплавленном состоянии.

2) Степени огнестойкости указаны в [Л. 8-6].

Для установки в цехах должны применяться КРУ и КТП со сплошным закрытием всех токоведущих частей, а для установки в сырых, пыльных и других помещениях с неблагоприятной средой, а также при наружной установке применяются КРУ и КТП со специальными уплотнениями.

При определении размеров проходов в помещениях КРУ и КТП должны соблюдаться требования удобства их обслуживания, перемещения, разворота, ревизии и ремонта.

При установке в отдельном помещении минимальная ширина проходов определяется исходя из длины выкатной тележки КРУ или инвентарной тележки для транспортировки автоматов напряжением до 1000 В. К этой длине добавляется не менее 0,8 м при однорядном расположении КРУ и КТП и не менее 1 м при двухрядном расположении. Проход с задней стороны КРУ и КТП принимается не менее 0,8 м. Допускаются отдельные местные сужения не более чем на 0,2 м. Не следует размещать внутрицеховые КТП в ремонтной зоне мостовых кранов во избежание случаев падения на КТП инструментов и других предметов. В случае необходимости можно сдвинуть или удлинить ремонтную зону крана так, чтобы КТП в эту зону не попадала.

При установке КРУ и КТП в цехах ограждения обязательны на тех участках, где производится частое передвижение внутризаводского транспорта или площадь сильно насыщена оборудованием, материалами и готовыми изделиями. Во всех прочих случаях ограждения не обязательны, но требуются свободные проходы вокруг КТП, ширина которых определяется расположением производственного оборудования, но должна обеспечивать транспортировку наиболее крупных частей КТП и КРУ. Минимальный размер прохода 1 м. Это учитывается при планировке размещения технологического оборудования в цехе.

Чтобы сэкономить площадь в цехе и расход металла, можно делать съемные ограждения только перед шкафами КРУ без проходов внутри ограждения и расстояние от шкафов до ограждений брать минимальное (до 200 мм). При установке тяжелых КТП мощностью 630 кВ·А и более крепление их к полу не требуется.

Высота помещения КРУ и КТП выбирается исходя из возможности производства ремонта и ревизии отсека сборных шин и релейно-приборного отсека. Минимальное расстояние от наиболее выступающих верхних частей КРУ и КТП принимается 1 м до потолка и 0,5 м до балки. Соединительные шинные короба между двумя рядами КРУ могут распола-

гаться на меньшем расстоянии от потолка или балки.

Для удобства ремонта и хранения резервных тележек КРУ и во избежание загромождения проходов рекомендуется в помещении распределительного устройства предусматривать место для установки тележек, подвергающихся ремонту и ревизии.

В задании на строительную часть фундамента под КРУ предусматриваются в качестве закладных оснований под шкафы КРУ швеллеры размером не менее № 12, применять полосовую или угловую сталь нельзя.

Швеллеры в местах стыков должны быть сварены между собой, а затем надежно связаны с общим контуром заземления не менее чем в двух местах для использования их для заземления шкафов. В полу предусматриваются проемы для прохода силовых и контрольных кабелей.

Уровень чистого пола помещения распределительного устройства должен совпадать с плоскостью катания тележки в корпусе шкафа. Возможно выполнение отметки чистого пола помещения ниже плоскости катания тележки на толщину уголка (на 8—10 мм). В этом случае для вкатывания тележки используются специальные металлические рамы, поставляемые комплектно с КРУ.

Для облегчения выкатывания тележки КРУ может быть также рекомендована укладка двух металлических полос на отметке чистого пола помещения.

Рекомендуется предусматривать на уровне чистого пола два направляющих уголка, имеющих расширение для улавливания и направления катков тележки.

До окончания работ по устройству чистого пола вкатывание тележки в корпус шкафа производится с помощью специальных металлических рам, поставляемых заводом. Для возможности пользования металлическими рамами до устройства чистого пола необходимо, чтобы уровень бетонного пола был ниже уровня чистого пола не менее чем на 10 мм. Пол в помещении КРУ и КТП рассчитывается на частое катание тележек без повреждения его поверхности. Кабельные каналы в местах передвижения тележек не должны иметь съемных плит.

Наружная установка комплектных подстанций и распределительных устройств производится на спланированной площадке на высоте от уровня планировки не менее чем 0,2 м. Под трансформаторами КТП предусматривается гравийная засыпка согласно ПУЭ. Предусматриваются необходимые пожарные проезды или подъезды, возможность удобной выкатки и транспортировки трансформаторов, свободный приток и отвод воздуха для охлаждения электрооборудования. При заказе шкафов КРУ оговаривается необходимость местного подогрева, обеспечивающего нормальную работу приводов и выключателей, реле, счетчиков и измерительных приборов при низких температурах.

8-7. ПРИМЕРЫ ВЫПОЛНЕНИЯ ПОДСТАНЦИЙ 6—110 кВ И ОТДЕЛЬНЫХ ИХ ЭЛЕМЕНТОВ

а) ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Ввиду невозможности охватить многообразие существующих типов распределительных устройств в диапазоне напряжений 6—220 кВ ниже приведены лишь некоторые примеры конструкций и компоновок распределительных устройств и подстанций, специфичные для промышленных предприятий.

Значительный отпечаток на конструктивное выполнение и компоновки подстанций наложило применение глубоких вводов и метода разукрупнения подстанций в сетях всех напряжений.

Широко применяются компоновки подстанций с установкой трансформаторов открыто возле производственных зданий предприятия и с размещением распределительных устройств вторичного напряжения внутри этих зданий.

Имеются специальные исполнения КТП с наружной установкой трансформатора (см. рис. 8-73), которые широко применяются на металлообрабатывающих и других предприятиях. Иногда над трансформатором предусматривается навес. К открытой установке подстанций около зданий предъявляются строгие противопожарные требования, зависящие от характера производства в этих зданиях. Это объясняется тем, что пожар в небольшом цеховом трансформаторе может вывести из работы целый производственный корпус, а иногда и технологически связанные с ним другие смежные производства. Поэтому устанавливать трансформаторы открыто возле производственных зданий допускается лишь для производства категорий Г и Д при соблюдении специальных требований к стенам этих зданий, приведенных в гл. IV-2 ПУЭ, если расстояние от стены до кожуха трансформатора не превышает 10 м.

На расстоянии же от стены здания менее 0,8 м установка трансформаторов вообще не допускается.

Необходимо отметить, что правила не устанавливают таких жестких ограничений в отношении разрывов от маслонаполненного элект-

рооборудования открытых распределительных устройств, в том числе от многообъемных выключателей, до зданий закрытых распределительных устройств и зданий щитов управления на электростанциях и районных подстанциях. Там эти разрывы определяются только технологическими и нормативными электротехническими требованиями и не должны увеличиваться по пожарным условиям, так как считается, что все эти сооружения составляют единый технологически связанный комплекс.

б) РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА И ПОДСТАНЦИИ 35—220 кВ

ПГВ 35—220 кВ, которые питаются от узловой подстанции предприятия, выполняются по самой простой схеме. (см. рис. 8-19, *а—в*).

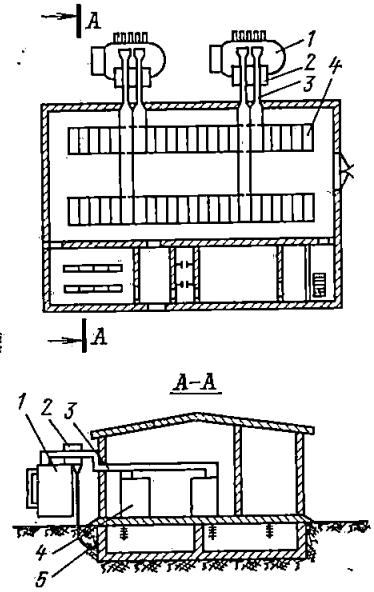


Рис. 8-55. Двухтрансформаторная подстанция с глухими кабельными вводами 110 кВ.

1 — трансформатор 110/10/10 кВ; *2* — ввод кабеля 110 кВ в трансформатор; *3* — шинопровод 10 кВ; *4* — шкафы КРУ 10 кВ; *5* — кабель 110 кВ.

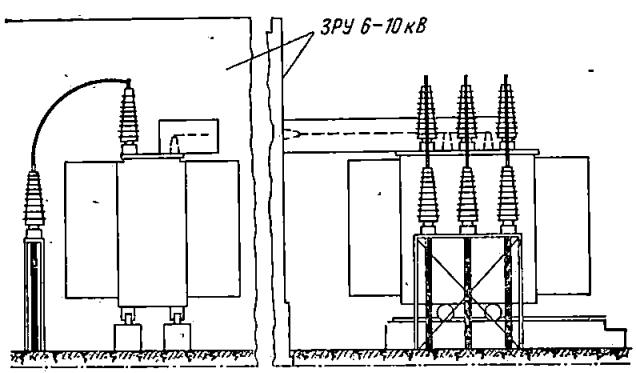


Рис. 8-56. Подстанция с кабельным глубоким вводом 110 кВ при отсутствии специальных трансформаторов.

На них практически остаются только одни трансформаторы с глухим присоединением воздушных линий или с закрытыми кабельными муфтами. Наилучшим решением являются трансформаторы со специальными кабельными вводами 110—220 кВ. На рис. 8-55—8-64 представлена группа подстанций 35—110 кВ, выполненных по упрощенным схемам без выключателей и без сборных шин на первичном напряжении. Простейшей является показанная на рис. 8-55 двухтрансформаторная подстанция на напряжение 110/10 кВ с глухим присоединением открыто установленных трансформаторов с расщепленными обмотками 10 кВ и шинными вводами 10 кВ. Трансформаторы питаются по радиальным кабельным линиям 100 кВ по схеме блока линия—трансформа-

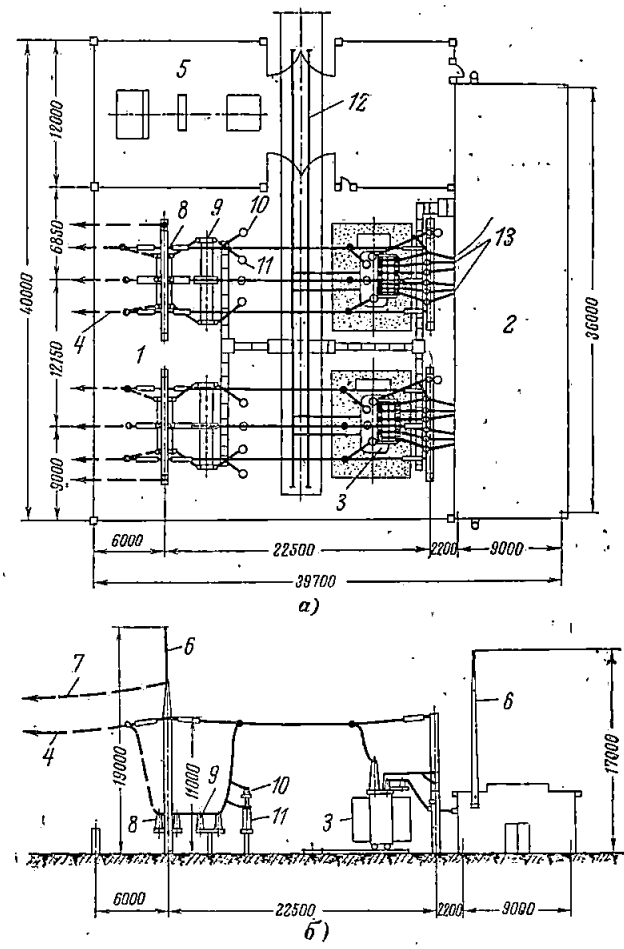


Рис. 8-57. Понизительная подстанция с первичным напряжением 110 кВ и вторичным напряжением 6 или 10 кВ с двумя трансформаторами мощностью по 40 000 кВ·А с расщепленными обмотками вторичного напряжения.

а — план подстанций; *б* — разрез; *1* — ОРУ 110 кВ; *2* — ЗРУ 6—10 кВ; *3* — трансформатор; *4* — ВЛ 110 кВ; *5* — ремонтная площадка; *6* — молниеотвод; *7* — защитный трос; *8* — разъединитель; *9* — отделитель; *10* — короткозамыкатель; *11* — разрядник; *12* — железнодорожный путь; *13* — выводы от расщепленных обмоток трансформатора.

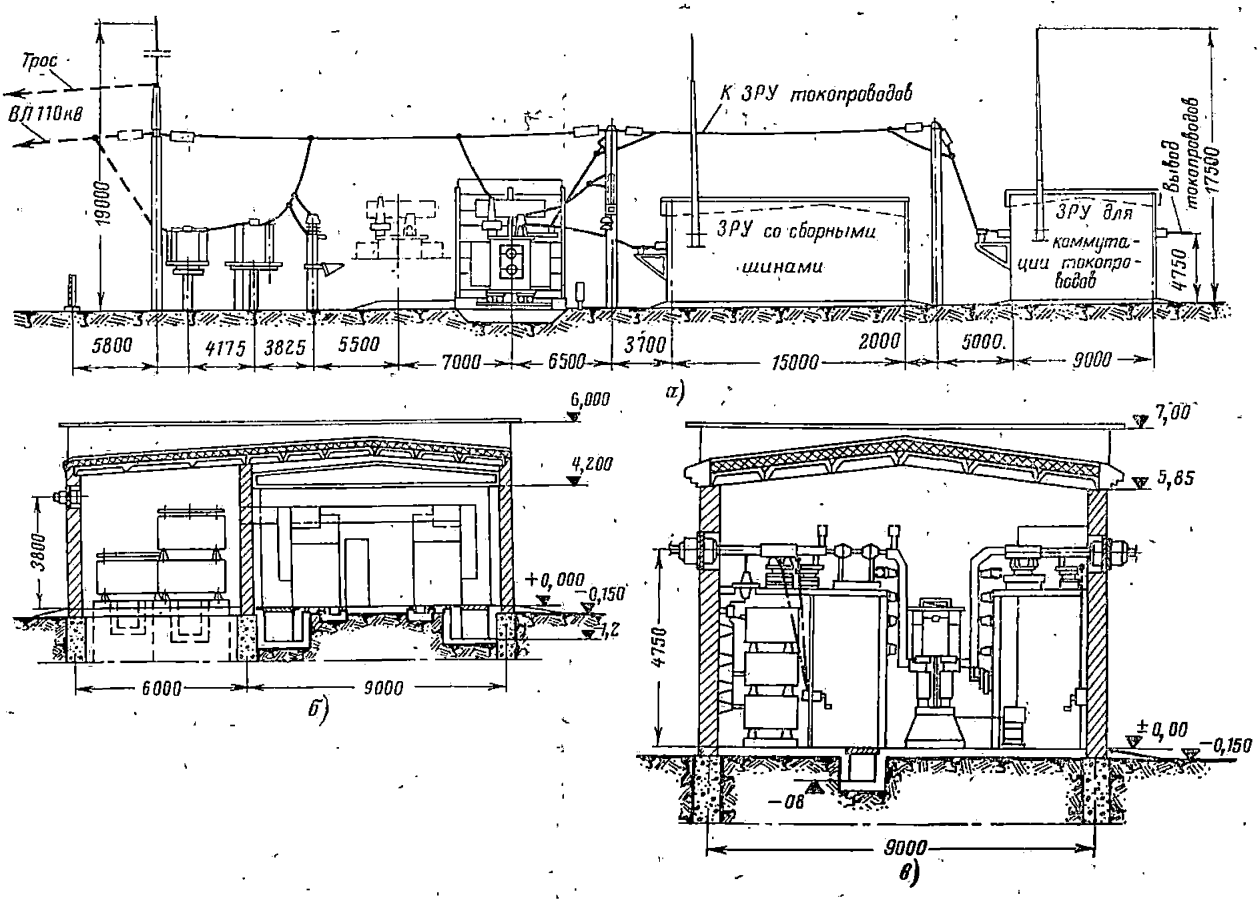


Рис. 8-58 Двухтрансформаторная подстанция 110/6—10 кВ мощностью 2×(63—80) МВ·А с распределением мощности по кабельным линиям и токопроводам.

а — разрез ОРУ 110 кВ; *б* — разрез ЗРУ 6—10 кВ со сборными шинами; *в* — разрез ЗРУ для коммутации токопроводов 6—10 кВ.

тор. Кабели присоединяются непосредственно к трансформаторам без коммутационных аппаратов через так называемые приставные кабельные вводы. На случай роста нагрузок имеется возможность расширения подстанций путем установки третьего трансформатора. Распределительное устройство 10 кВ закрытое, состоящее из комплектных шкафов КРУ серии КР-10/500, рассчитанных на повышенные значения токов короткого замыкания: мощность отключения выключателей при напряжении 10 кВ 500 МВ·А, ток отключения 29 кА. Выключатели имеют электромагнитные приводы, работающие на выпрямленном оперативном токе. Шкафы КРУ расположены в два ряда в одноэтажном здании. Применение трансформаторов с расщепленными обмотками 10 кВ и шкафов КР-10/500 позволило отказаться от установки токоограничивающих реакторов, что значительно упростило компоновку закрытой части подстанции и уменьшило ее объем на 20%. В отличие от общепринятой компоновки при воздушных линиях 110 кВ вводы 110 кВ трансформаторов обращены к стене ЗРУ 10 кВ. Это значительно облегчает выкатку трансформаторов в случае их ревизии или ремонта при эксплуатации. Кабели 110 кВ проходят в подвале РУ 10 кВ. Там же расположены баки давления. Подвал оборудован автоматическим пожаротушением и сигнализацией появления дыма. Соединение выводов 10 кВ трансформатора КРУ 10 кВ выполнено комплектными шинопроводами заводского изготовления. На рис. 8-55 распредустройство 6—10 кВ показано в отдельном здании, но оно может быть встроено в обслуживаемый им производственный корпус.

Такое выполнение подстанции является наилучшим решением для зон с загрязненной средой. При отсутствии специальных трансформаторов с кабельными вводами можно применить решение, приведенное на рис. 8-56. Вводы трансформаторов 110—220 кВ при этом выполняются с усиленной изоляцией на следующий класс напряжения. Выводы вторичного напряжения 6—10 кВ выполняются шинами в закрытых коробках или кабелями. РУ 6—10 кВ наиболее целесообразно встраивать в цех, так

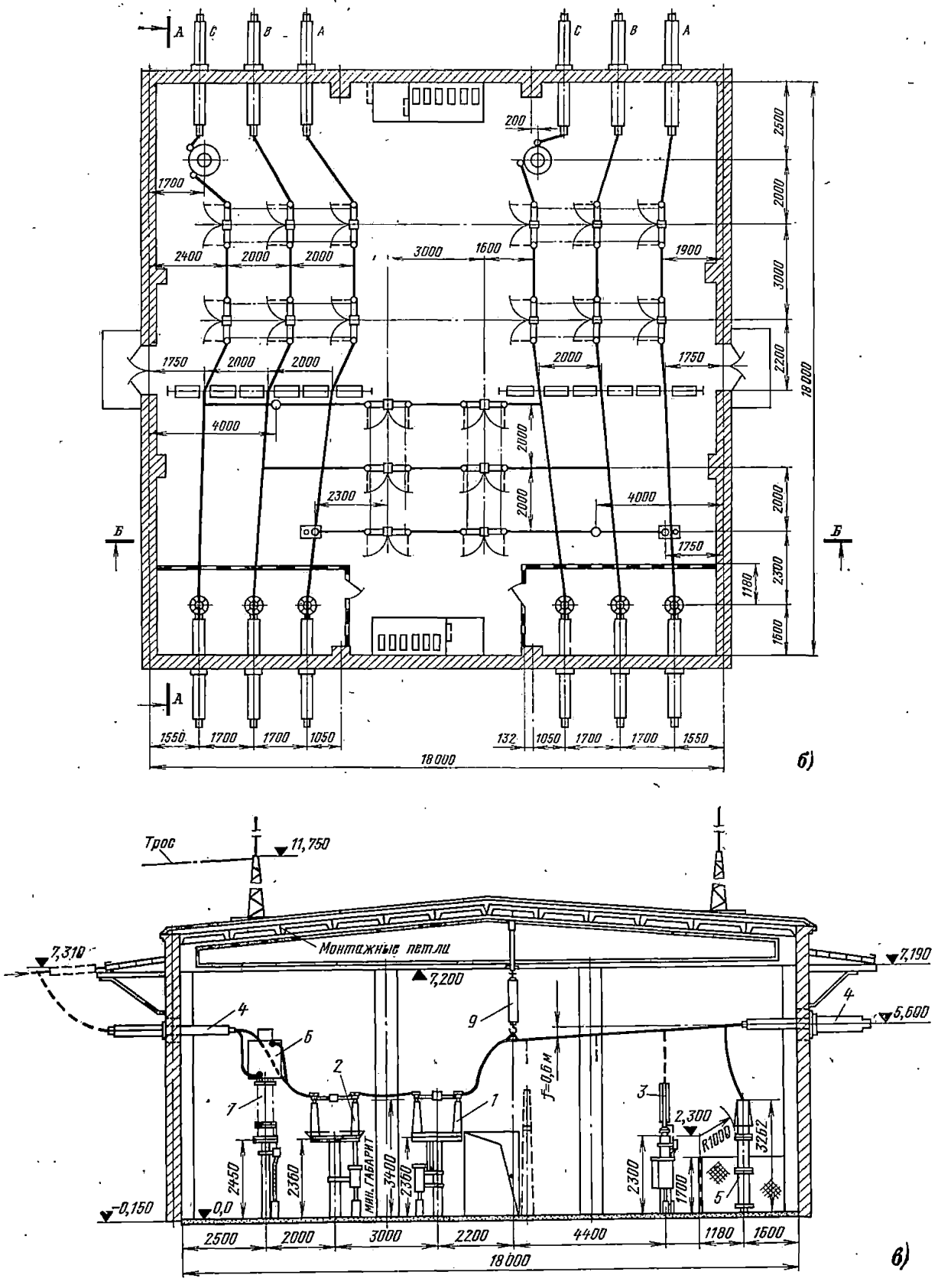
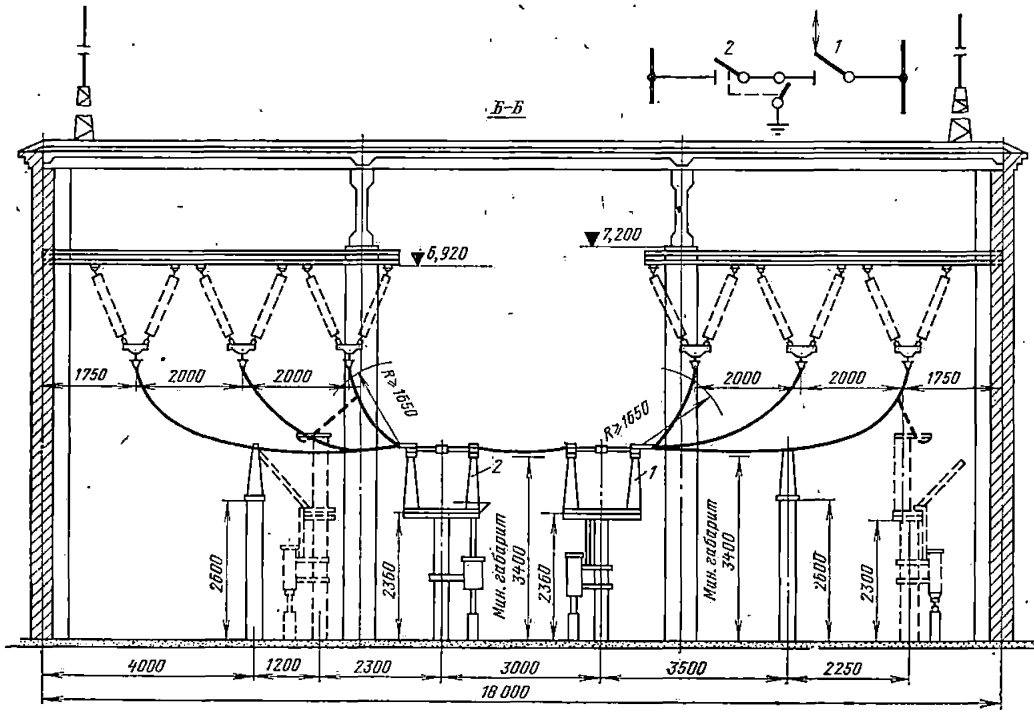
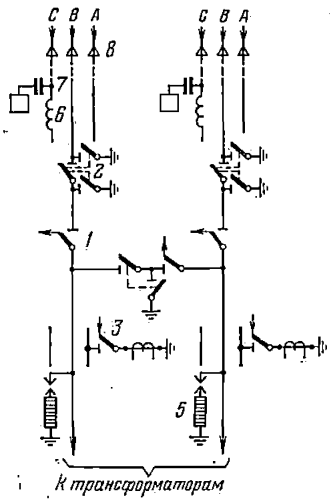


Рис. 8-59. Типовое закрытое распределительное устройство 110 кВ с воздушными

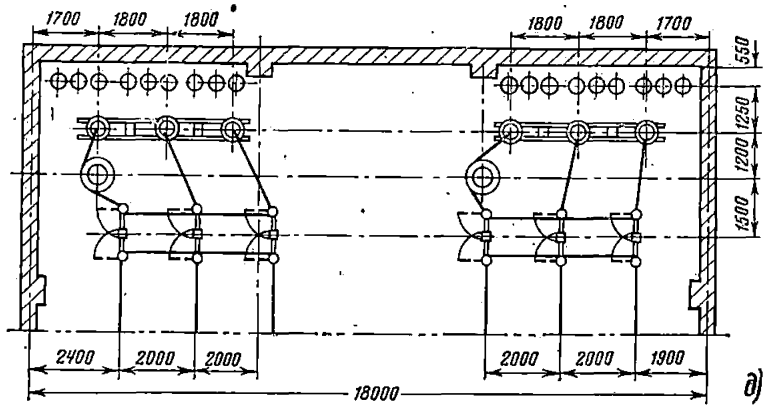
а — схема; *б* — план при воздушных вводах; *в* — разрез по воздушному вводу; *г* — разрез по перемычке при воздушном
3 — короткозамыкатель; *4* — ввод маслонаполненный; *5* — разрядник вентильный; *6* — заградитель высокочастотный; *7* — конденс



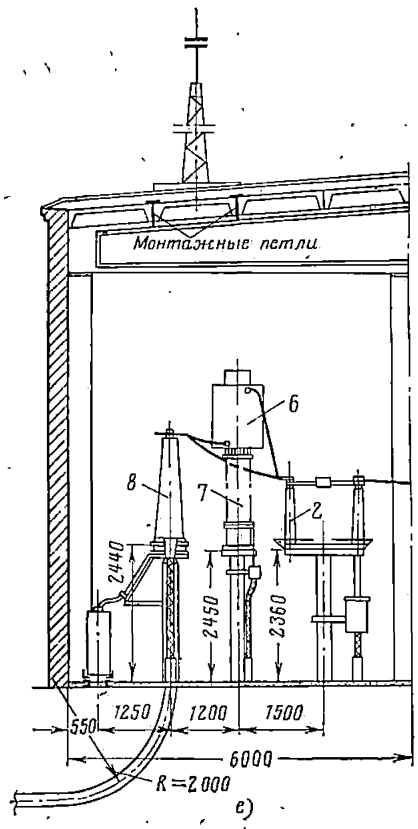
2)



а)



д)



е)

и кабельными вводами и перемычкой между питающими линиями.

вводе; *д* — элемент плана при кабельных вводах; *е* — элемент разреза по кабельному вводу; *1* — отделитель; *2* — разъединитель; атор связи; *8* — концевая кабельная муфта с баками среднего давления; *9* — гирлянда изоляторов.

как отдельно стоящие распредустройства трудно разместить на загруженной территории предприятия.

На рис. 8-57 представлен пример конструктивного решения открытой подстанции на напряжение 110 кВ, выполненной без выключателей и без сборных шин первичного напряжения с применением короткозамыкателей и отделителей. Питание такой подстанции может производиться отпайками от проходящей двухцепной линии и от двух радиальных линий. В последнем случае отделители не устанавливаются. В распредустройстве 6—10 кВ применены комплектные камеры типа КРУ. На рис. 8-57 распредустройство 6—10 кВ показано в отдельном здании, но его можно встроить в производственный корпус без нарушения общей компоновки подстанции 110 кВ.

На рис. 8-58 показана разработанная ГПИ Электропроект типовая открытая подстанция 110/6—10 кВ с двумя трансформаторами мощностью 63—80 МВ·А с расщепленными вторичными обмотками, одна из которых питает ЗРУ 6—10 кВ, а другая — токопроводы 6—10 кВ. Обмотки, питающие ЗРУ 6—10 кВ, присоединены через выключатели типа ВМП-10 к соответствующим секциям через расщепленные реакторы. Обмотки, питающие токопроводы, присоединены через мощные выключатели типа МГ-10. Аппаратура цепей токопроводов (выключатели, реакторы и т. п.) размещена в отдельном ЗРУ, что в данном случае наиболее целесообразно; ОРУ 110 кВ выполнено по упрощенной схеме без выключателей и сборных шин первичного напряжения с применением короткозамыкателей и отделителей без перемычки между питающими линиями. Подстанция может быть подключена к отпайкам от проходящей линии и к радиальным линиям. В последнем случае отделители не устанавливаются. Существует вариант с перемычкой, имеющий такую же общую компоновку, но с увеличенным размером по оси подстанции. Такую подстанцию можно

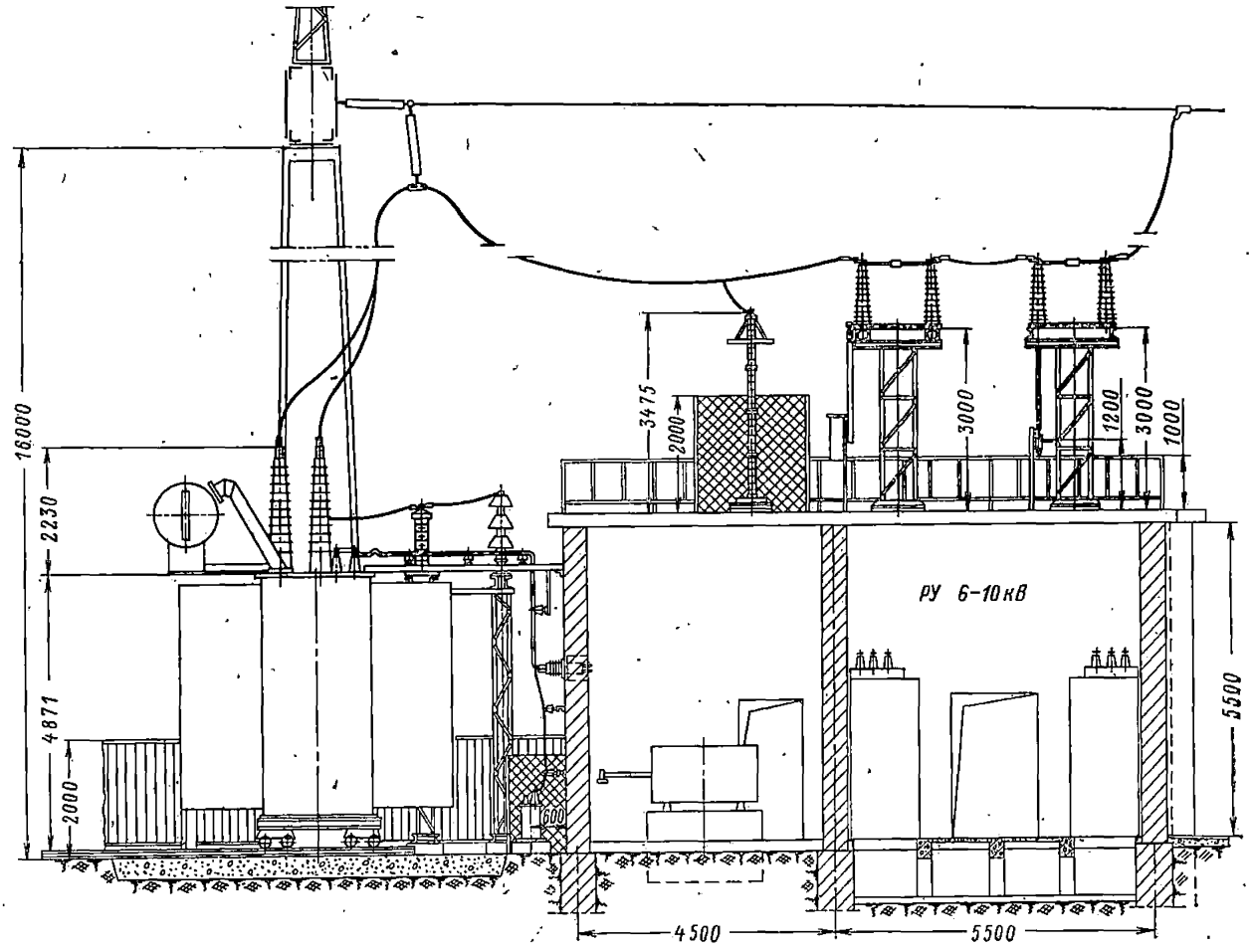


Рис. 8-60. Открытая подстанция глубокого ввода 110 кВ с расположением ОРУ 110 кВ на крыше ЗРУ 6—10 кВ.

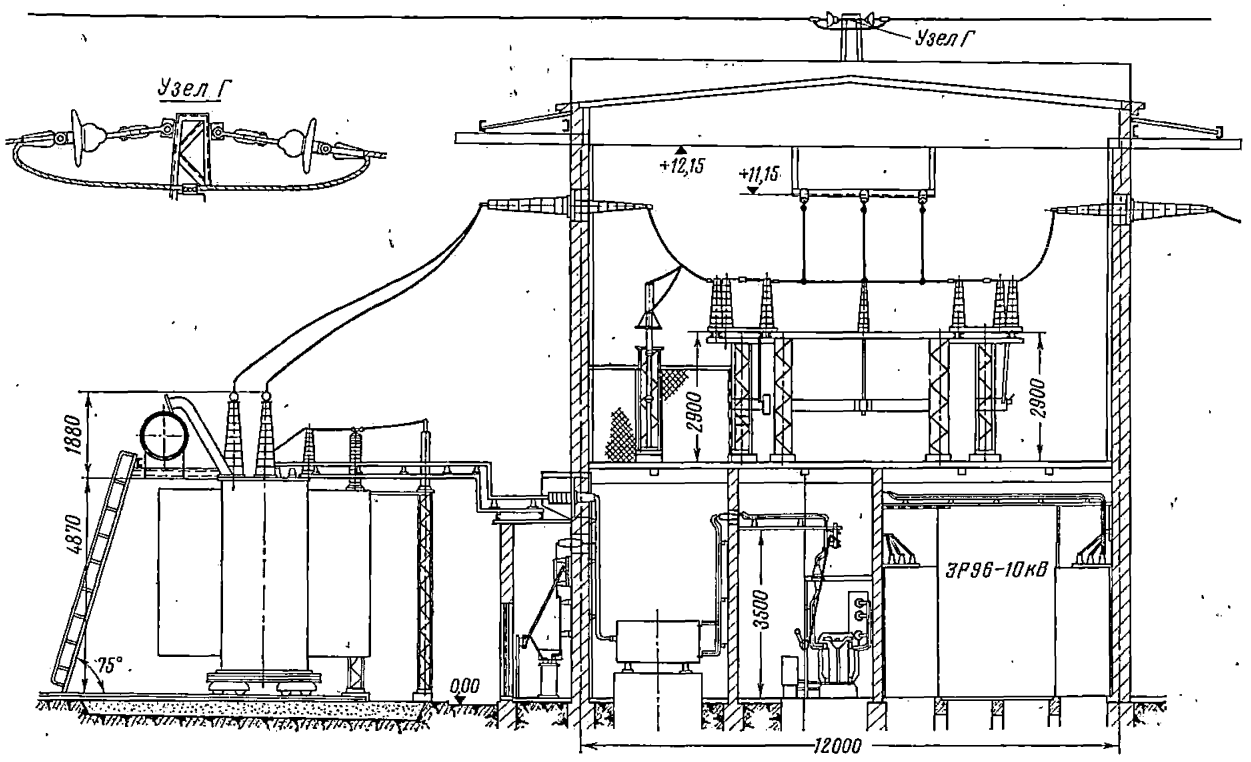


Рис. 8-61. Закрытая двухтрансформаторная подстанция глубоких вводов 110 кВ с воздушными вводами с открытой установкой трансформаторов.

применить в качестве ГПП или ПГВ на крупном предприятии, если имеется возможность разместить ее в непосредственной близости от энергоемких производств. Схема этой подстанции показана на рис. 8-21,*б*.

На рис. 8-59 показано разработанное институтом Энергосетьпроект типовое закрытое распределительное устройство 110 кВ по упрощенной схеме с отделителями и короткозамыкателями смешанного типа. Имеются варианты с воздушными и кабельными вводами, с перемычкой и без перемычки между питающими линиями. На рис. 8-59, *б—г* показан вариант с воздушным вводом и с перемычкой. При отсутствии перемычки ширина ЗРУ сокращается с 18 до 12 м при сохранении прочих размеров и общей компоновки ЗРУ. Кабельный вариант приведен на рис. 8-59,*д*, *е* только в изменяющейся части по сравнению с воздушным.

На рис. 8-60, 8-61 представлены примеры компактного решения ПГВ, которые могут быть применены в зонах с загрязненной средой или же на стесненных площадках промышленных предприятий.

На рис. 8-60 приведена двухтрансформаторная открытая подстанция глубокого ввода 110 кВ с короткозамыкателями и отделителями и с перемычкой между двумя линиями по схеме рис. 8-19,*д*. Аппараты 110 кВ и вводы трансформаторов при установке в зоне с загрязненной средой должны иметь усиленную изоляцию. Компактность подстанции достигается тем, что распределительное устройство 110 кВ размещено над закрытым распредустройством 6—10 кВ.

Показанная на рис. 8-61 закрытая двухтрансформаторная подстанция 110/6—10 кВ имеет одинаковую компоновку и габариты в плане, что и приведенная на рис. 8-60, но распределительное устройство 110 кВ закрыто, что дает возможность расположить эту подстанцию в любой зоне загрязнения. Вводы открыто установленных трансформаторов и вводы в ЗРУ 110 кВ делаются с усиленной изоляцией или выбираются на следующий класс напряжения.

На рис. 8-62 показана закрытая двухтрансформаторная подстанция 35 кВ. Распределительные устройства первичного и вторичного (6—10 кВ) напряжений размещены в одном одноэтажном здании.

На рис. 8-63 приведены примеры выполнения упрощенных подстанций 110 кВ северного исполнения, особенности которых описаны в гл. 5-5.

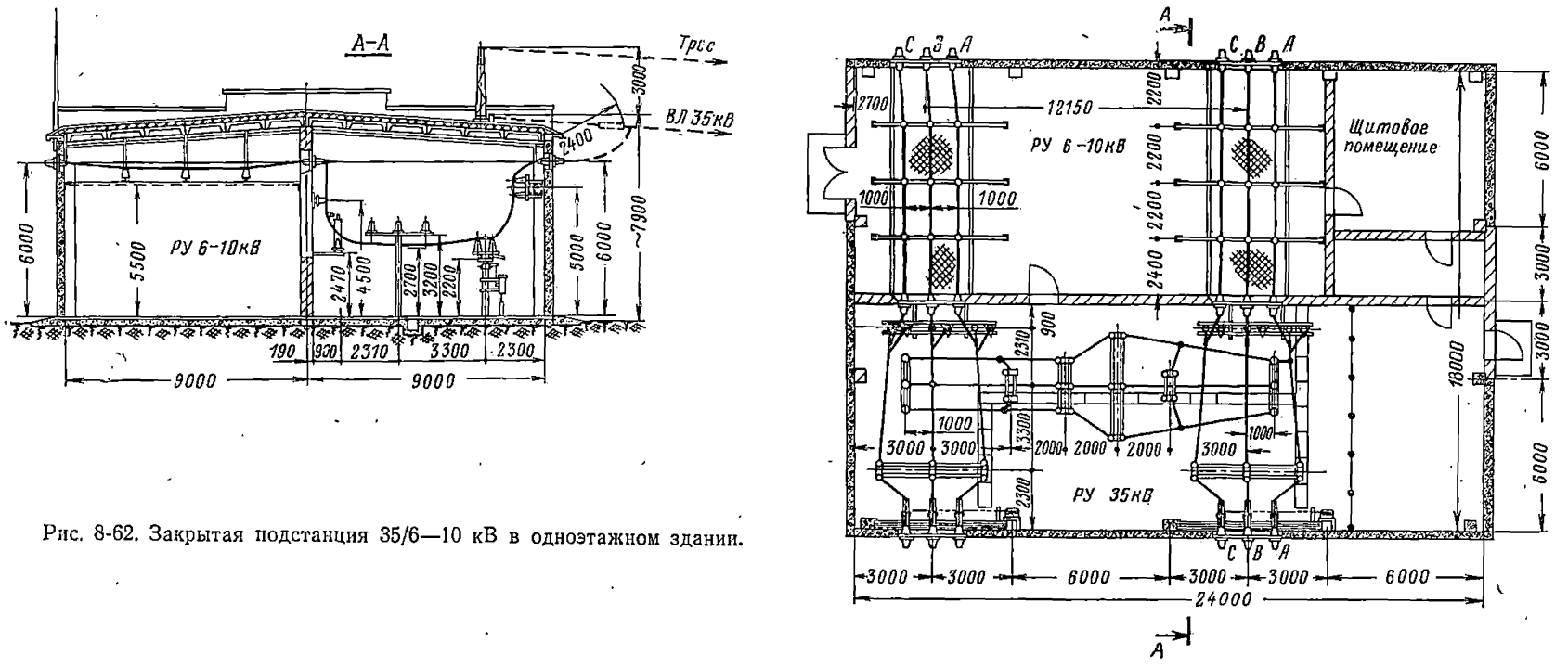


Рис. 8-62. Закрытая подстанция 35/6—10 кВ в одноэтажном здании.

Рис. 8-63. Подстанции 110 кВ в районе Крайнего Севера.

а — на уровне земли; *б* — на крыше здания; *1* — площадка для обслуживания аппаратов.

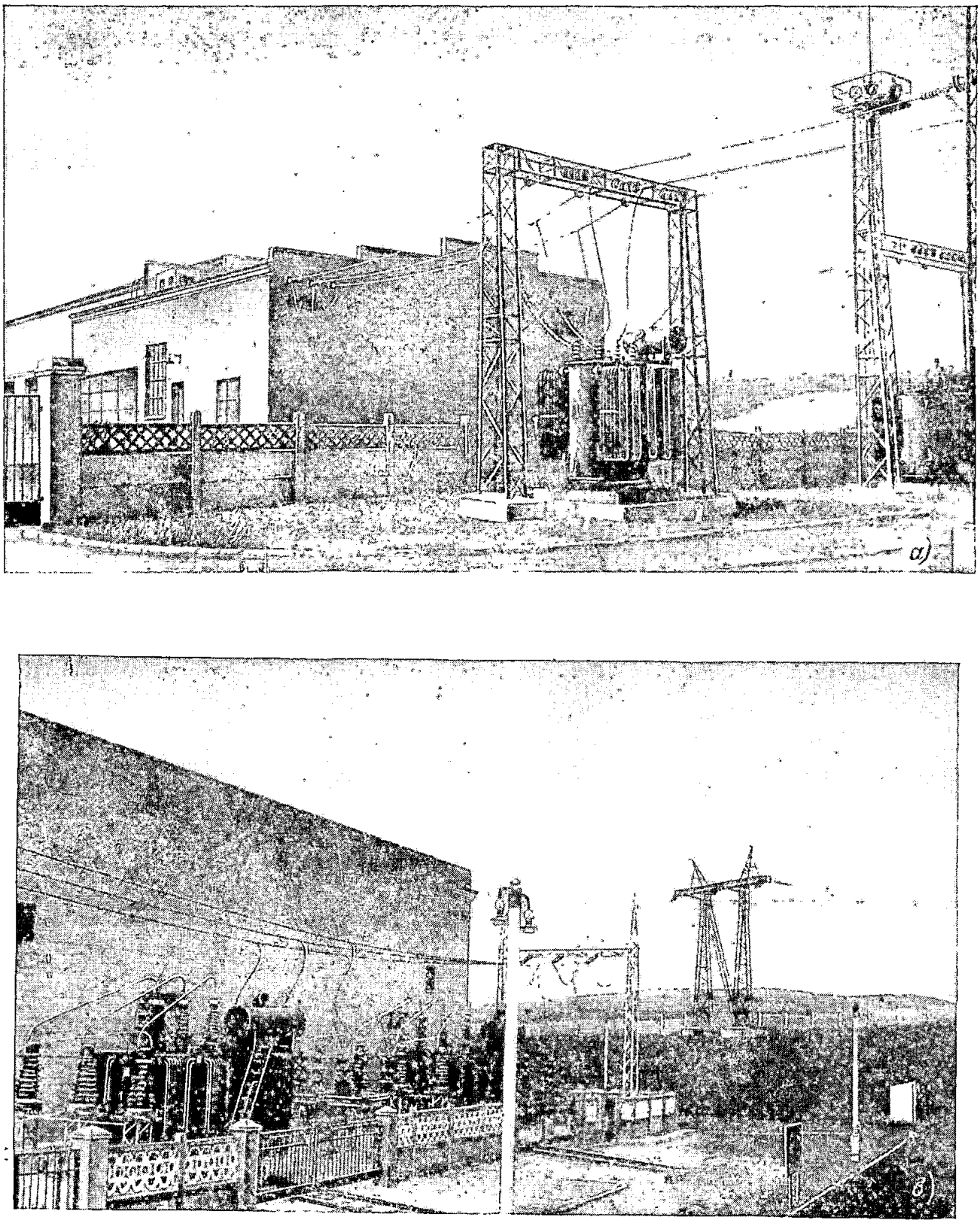


Рис. 8-64. Примеры выполнения глубоких вводов.
а — при радиальном питании; *б* — при магистральном питании.

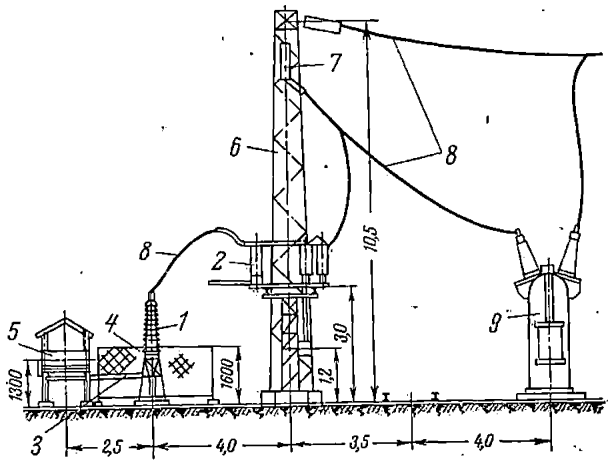
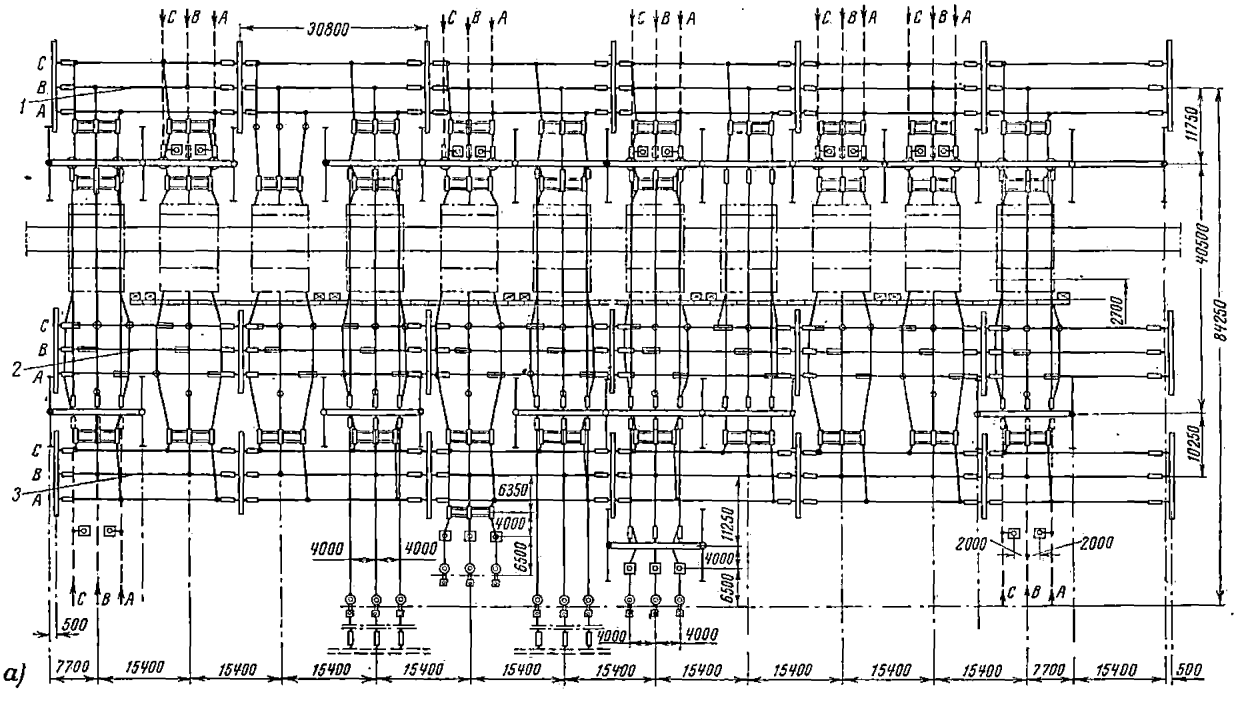
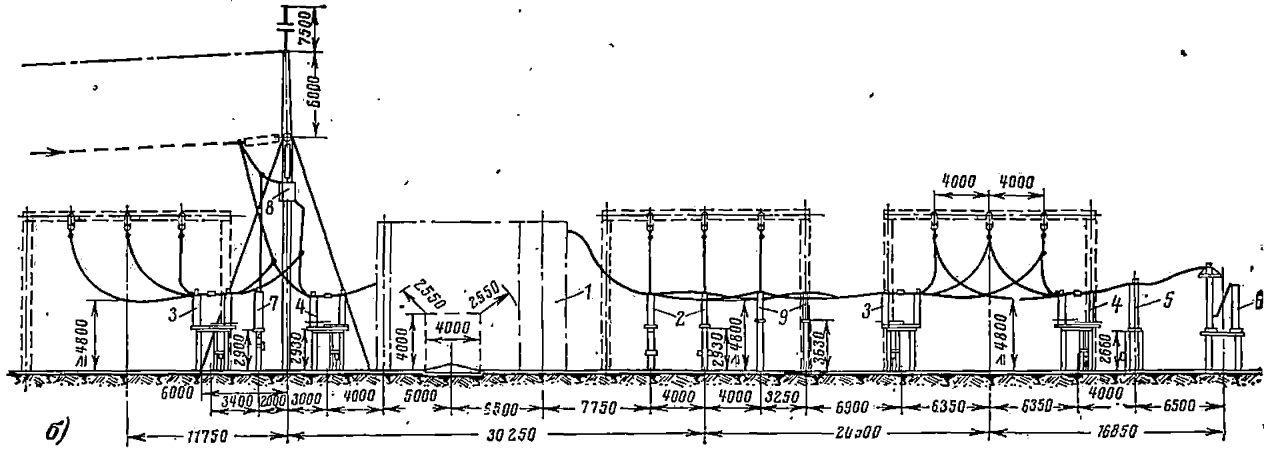


Рис. 8-65. Пример конструктивного выполнения открытой узловой распределительной подстанции 110 кВ со смешанными (кабельными и воздушными) линиями.

1 — концевая муфта маслонаполненного кабеля; *2* — разъединитель трехполюсный с заземляющими ножами; *3* — свинцовая труба, соединяющая концевую муфту с баком давления; *4* — ограждение вокруг муфты; *5* — бак давления с манометром для контроля за давлением масла в линии; *6* — опора; *7* — гирлянды изоляторов; *8* — провод; *9* — масляный выключатель.





На рис. 8-64 приведены примеры установки около производственного здания упрощенных подстанций глубоких вводов 110 кВ при радиальном и магистральном питании. Эти подстанции уже несколько лет успешно эксплуатируются.

Необходимо отметить, что приведенные на рис. 8-55—8-56 и 8-60—8-62 варианты выполнения ПГВ целесообразны не только в зонах с загрязненной средой, но и во всех других случаях, когда площадка предприятия стеснена различными сооружениями и коммуникациями, что часто имеет место на современных промышленных предприятиях. Ниже показаны примеры конструктивного выполнения распределительных устройств 110—220 кВ, которые могут быть применены на УРП и на крупных ГПП промышленных предприятий.

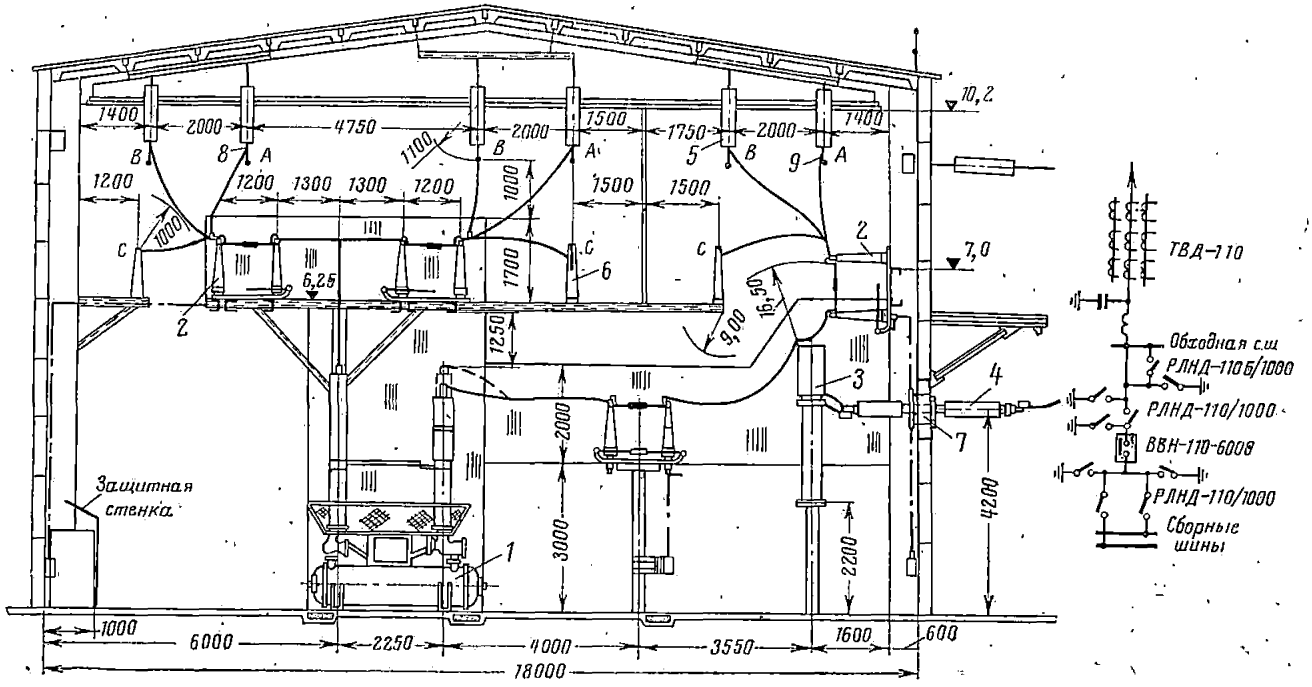


Рис. 8-67. Закрытое распределительное устройство 110 кВ с двумя рабочими системами шин и обходной системой шин, расположенной внутри здания.

1 — воздушный выключатель; *2* — разъединитель; *3* — конденсатор высокочастотного заградителя; *4* — маслонаполненный ввод; *5* — поддерживающая гирлянда изоляторов; *6* — опорный изолятор; *7* — трансформатор тока; *8* — рабочие системы шин; *9* — обходная система шин.

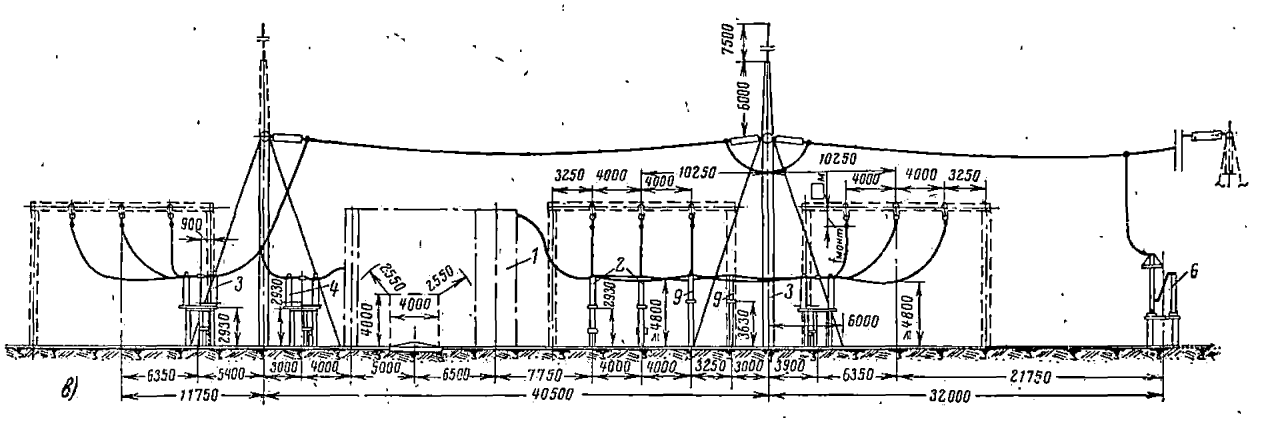


Рис. 8-66. Открытая подстанция 220 кВ с двумя рабочими системами шин и обходной системой шин.

а — план; *б* — разрез по воздушной линии и шинным аппаратам I системы шин; *в* — разрез по ячейке трансформаторов 1Т или 2Т; *1* — узел выключателя с трансформатором тока ТФНД-220 (шинной опорой ШО-220); *2* — разъединитель однополюсный; *3* — разъединитель трехполюсный с одним комплектом заземляющих ножей (ЗН); *4* — разъединитель заземляющий с двумя комплектами ножей; *5* — трансформатор напряжения; *6* — разрядник вентильный; *7* — конденсатор связи; *8* — заградитель высокочастотный; *9* — шинная опора.

При неблагоприятных условиях окружающей среды крупные и ответственные открытые УРП 110—220 кВ с развитой схемой коммутации целесообразно выносить за пределы зоны с загрязненной средой и располагать их у ее границы (см. гл. 5-5). На рис. 8-65 показан разрез по кабельной линии подстанции 110 кВ, схема которой приведена на рис. 8-16,*а*. Эта подстанция имеет смешанные линии 110 кВ. Все питающие и транзитные линии, а также линии, питающие ПГВ 110 кВ данного предприятия, расположенные в зонах с нормальной средой, выполнены воздушными. Линии же, питающие ПГВ 110 кВ, расположенные в зонах с загрязненной средой, выполнены кабельными.

На рис. 8-66 представлена разработанная ВГПИ Энергосетьпроект открытая подстанция 220 кВ с двумя рабочими системами шин и обходной системой с применением масляных или воздушных выключателей, схема которой представлена на рис. 8-18. Она может быть использована в качестве УРП на предприятии или мощной ГПП при наличии на ней отходящих или транзитных линий 220 кВ.

На рис. 8-67 показано разработанное Теплоэлектропроектом типовое закрытое распределительное устройство 110 кВ с двумя системами шин и обходной системой шин[1]. Обходная система шин расположена внутри здания, что позволяет применять это ЗРУ в зонах с загрязненной средой промышленных предприятий. Этот вариант отличается компактностью. При расположении обходной системы шин внутри здания его ширина составляет 18 м. Предусмотрена установка воздушных выключателей типа ВВН-110 с отключаемой мощностью 6000 МВ·А и малообъемных масляных выключателей с отключаемой мощностью 2500 МВ·А. Разработаны ячейки для воздушных линий с усиленными вводами и кабельных линий среднего давления. Маслонаполненные вводы воздушных линий и муфты кабельных линий служат одновременно для установки трансформаторов тока типа ТВ-110. Для обслуживания выключателей и других аппаратов предусмотрен специальный консольный телескопический кран грузоподъемностью 0,75—1,0 т.

в) РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА И ПОДСТАНЦИИ 6—10 кВ

В современных электроустановках промышленных предприятий применяются комплектные распределительные устройства, описанные в § 8-5. Прежние типы распределительных устройств с кирпичными и железобетонными камерами, взрывными и открытыми, применяются в очень редких случаях при расширении и реконструкции действующих подстанций, имеющих старые типы РУ.

На конструктивном решении отдельных узлов заводских подстанций отразилось широкое применение жестких и гибких токопроводов 6—10 кВ. На рис. 8-68 представлено конструктивное решение закрытого распределительного устройства 6—10 кВ с одной системой шин на подстанции 110—220/6—10 кВ с групповыми реакторами и токопроводами на большие токи. Принято удачное конструктивное решение вывода токопроводов на большие токи из распределительного устройства: токопроводы присоединены непосредственно к трансформаторам через отдельные выключатели МГГ, минуя сборные шины распределительного устройства 6—10 кВ, так как пропускная способность выключателей в данном случае недостаточна для выпуска на шины всей электроэнергии, включая идущую через токопроводы. На отходящих линиях показаны камеры КСО с выключателями ВМГ, но могут быть применены и камеры КРУ с выключателями ВМП.

На рис. 8-69,*а* показано одноэтажное, однорядное распределительное устройство с одной системой шин с отходящими от него жесткими токопроводами 6 кВ, выполненное в двух вариантах: с подводом токопровода сверху с закрытой галереи или с открытой эстакады и с подводом токопровода снизу из подземного туннеля. Распределительное устройство, выполненное с применением комплектных камер типа КСО, компактно. На рис. 8-69, *б* приведен вариант двухэтажного двухрядного распределительного устройства также с одной системой шин с отходящими жесткими токопроводами 10 кВ, присоединенными через выключатель типа МГГ. В этом распределительном устройстве вывод токопроводов показан также в двух вариантах: сверху и снизу. Применение того или иного варианта обусловливается принятым при проектировании способом шинной канализации.

На рис. 8-70 показана компоновка РП с выкатными комплектными камерами типа КРУ с подводом питания через специальную шахту от гибких токопроводов.

На рис. 8-71 показано несколько примеров выполнения распределительных пунктов РП 6—10 кВ, большинство которых совмещено с трансформаторными подстанциями, питающими близкорасположенные нагрузки. Компоновки РП предусматривают также размещение на них конденсаторных установок (УК) в тех случаях, когда в данном районе предприятия

[1] Предложено инженерами Л. Зеликиным и Н. Федониной.

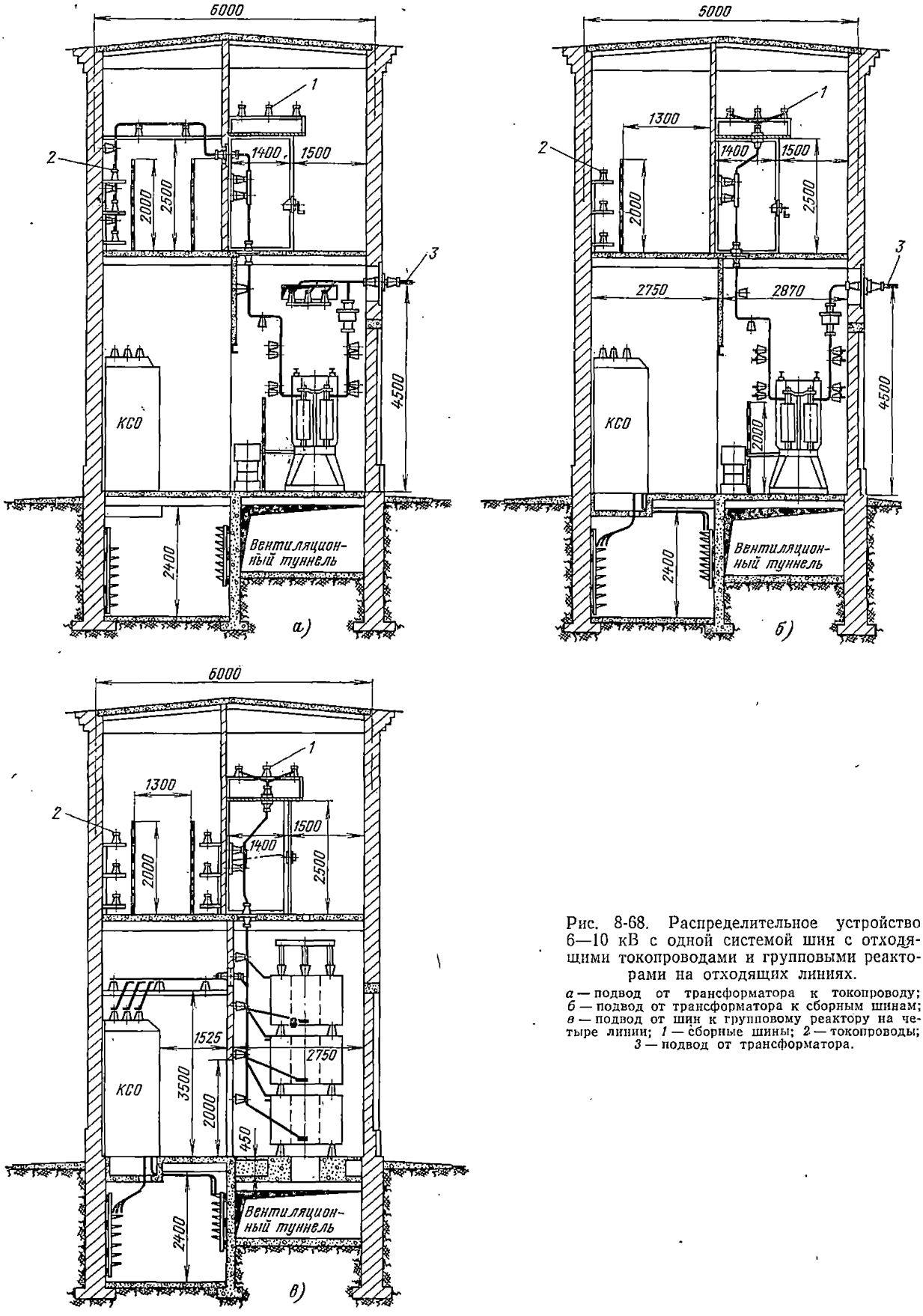


Рис. 8-68. Распределительное устройство 6—10 кВ с одной системой шин с отходящими токопроводами и групповыми реакторами на отходящих линиях.

а — подвод от трансформатора к токопроводу; *б* — подвод от трансформатора к сборным шинам; *в* — подвод от шин к групповому реактору на четыре линии; *1* — сборные шины; *2* — токопроводы; *3* — подвод от трансформатора.

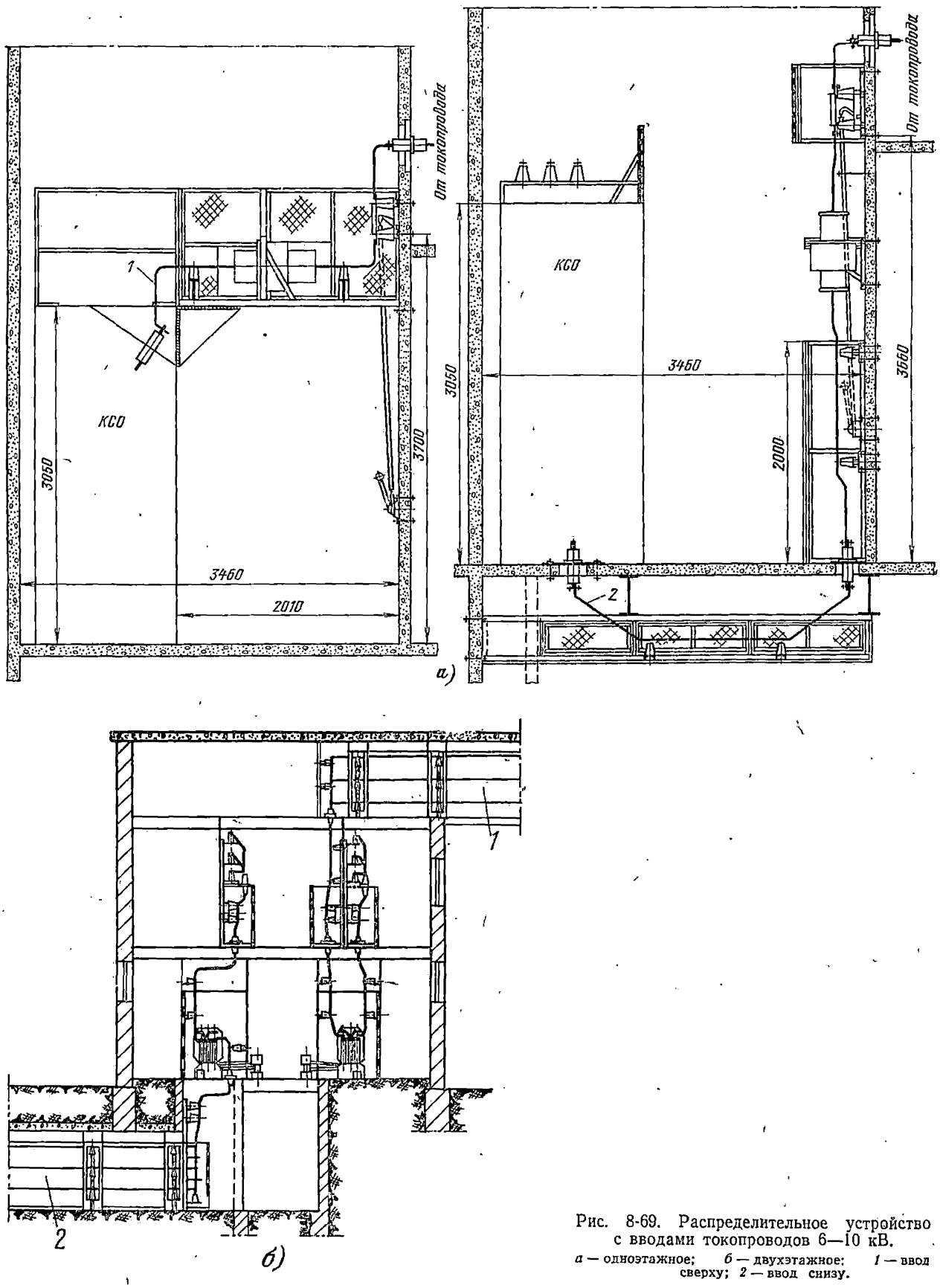


Рис. 8-69. Распределительное устройство с вводами токопроводов 6—10 кВ.

а — одноэтажное; *б* — двухэтажное; *1* — ввод сверху; *2* — ввод снизу.

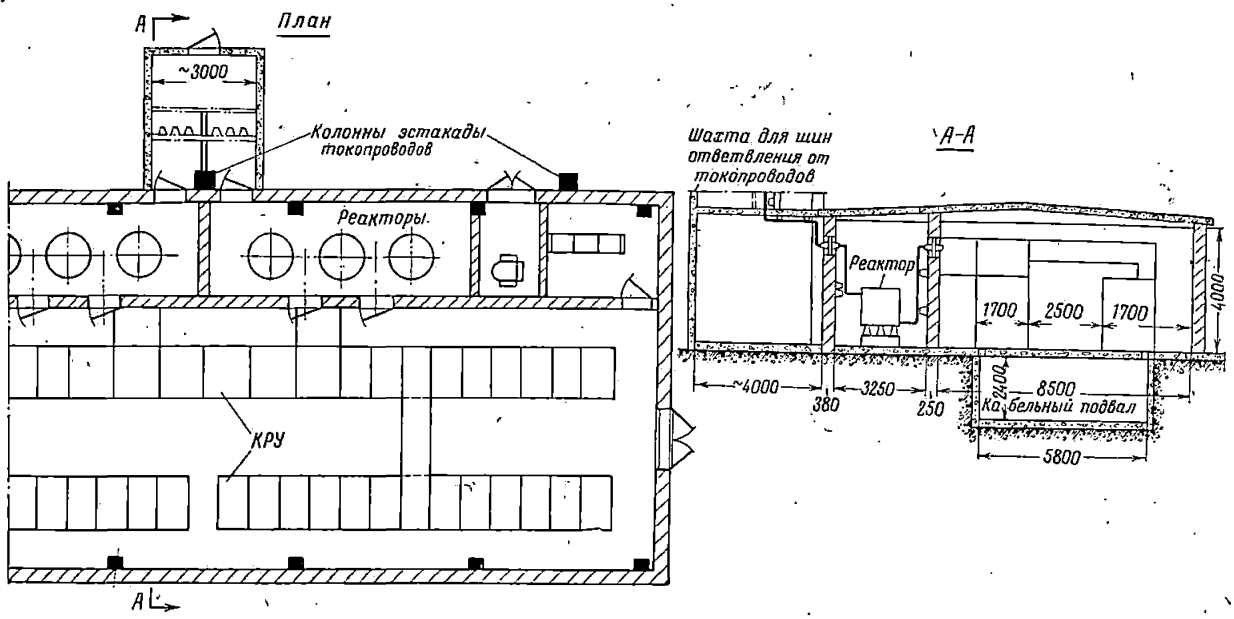


Рис. 8-70. Компоновка РП с выкатными КРУ с подводом питания через специальную шахту от гибких токопроводов.

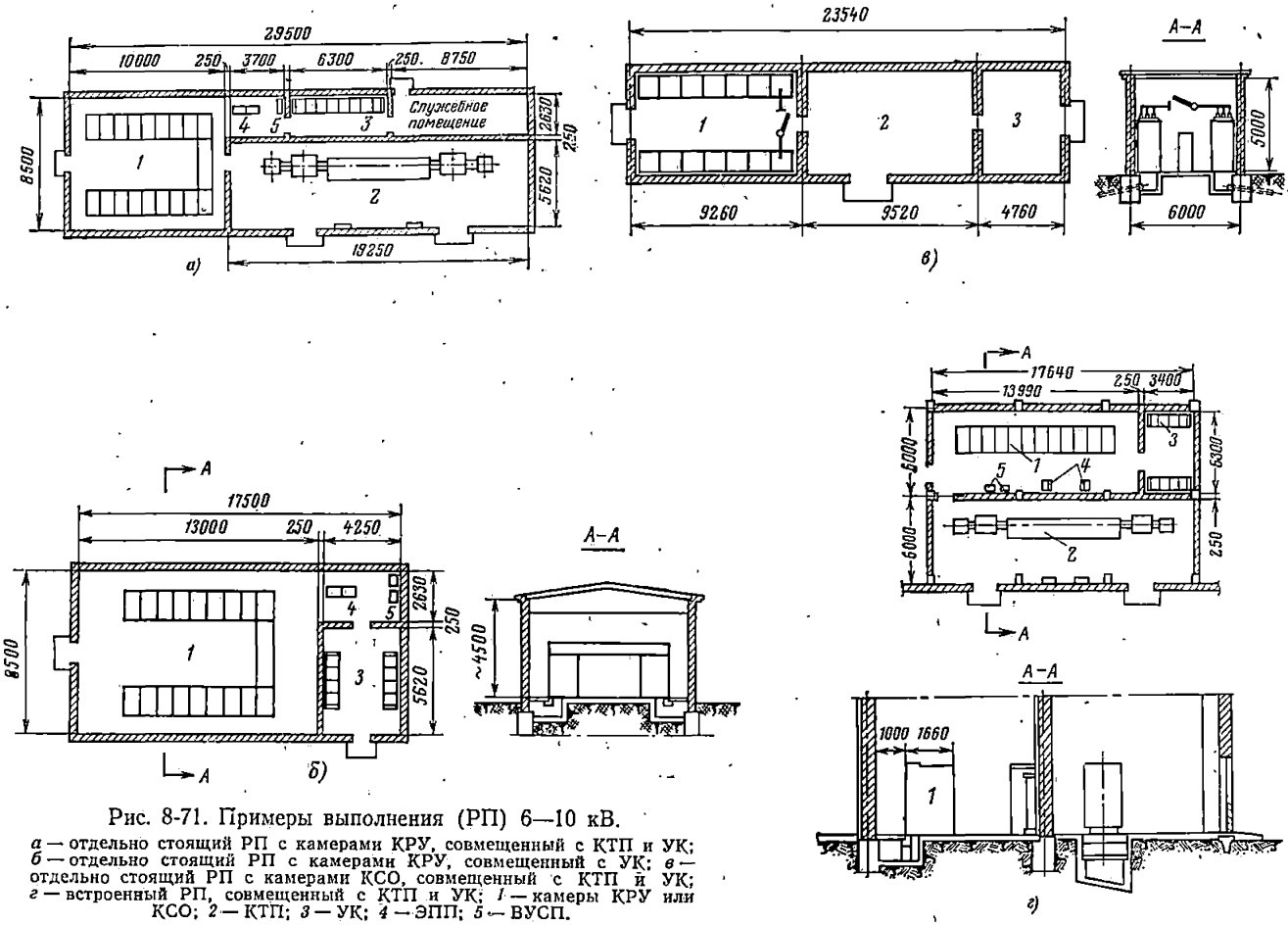
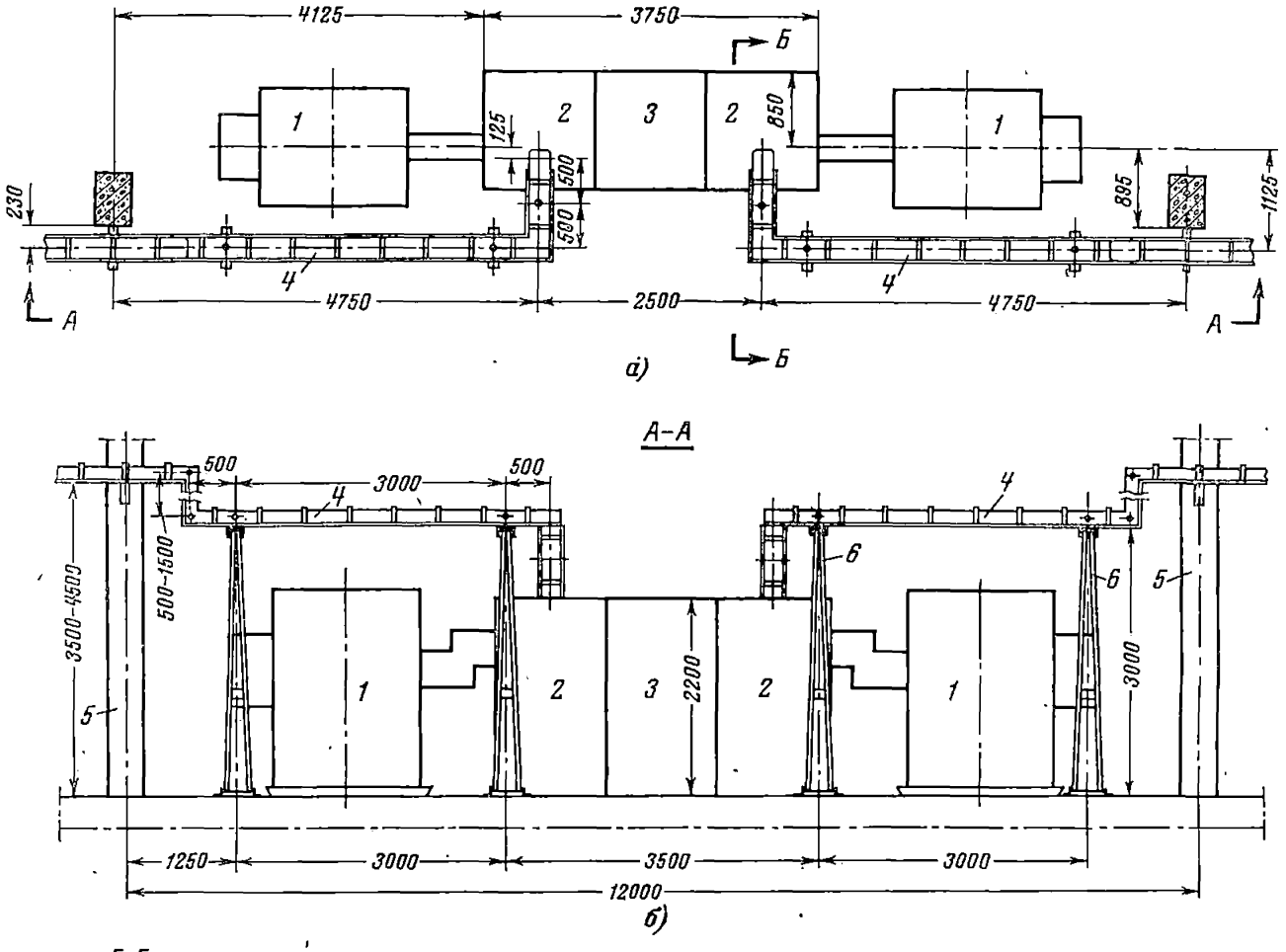


Рис. 8-71. Примеры выполнения (РП) 6—10 кВ.

а — отдельно стоящий РП с камерами КРУ, совмещенный с КТП и УК; *б* — отдельно стоящий РП с камерами КРУ, совмещенный с УК; *в* — отдельно стоящий РП с камерами КСО, совмещенный с КТП и УК; *г* — встроенный РП, совмещенный с КТП и УК; *1* — камеры КРУ или КСО; *2* — КТП; *3* — УК; *4* — ЭПП; *5* — ВУСП.



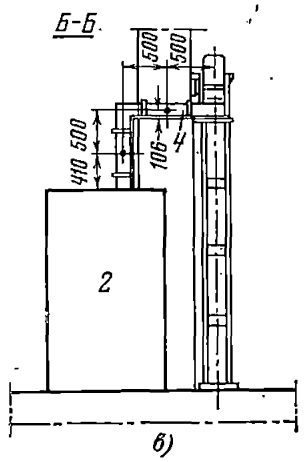


Рис. 8-72. Внутрицеховая комплектная трансформаторная подстанция мощностью 2×1000 кВ·А.

а — план; *б* и *в* — разрезы; *1* — трансформатор; *2* — шкаф вводной; *3* — шкаф секционный; *4* — токопровод; *5* — колонна; *6* — стойка.

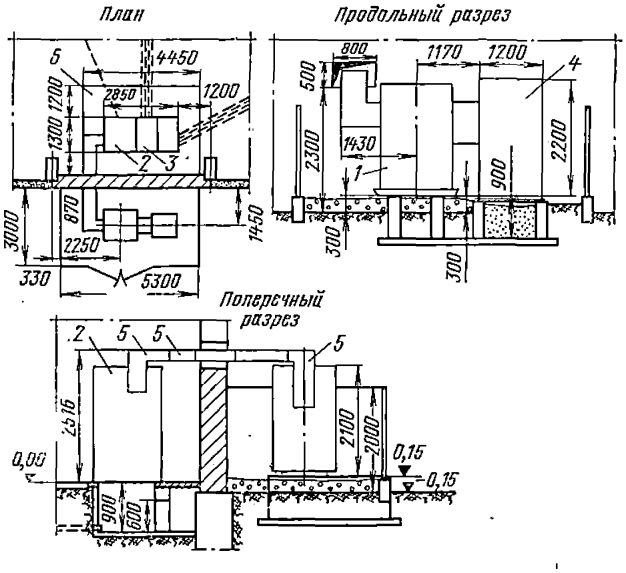


Рис. 8-73. Открытая установка трансформаторов возле цеха.

1 — трансформатор; *2* — шкаф ввода напряжением до 1000 В; *3* — шкаф отходящих линий; *4* — шкаф ввода выше 1000 В с выключателем нагрузки; *5* — выводная секция шинопровода трансформатора; *6* — зона обслуживания.

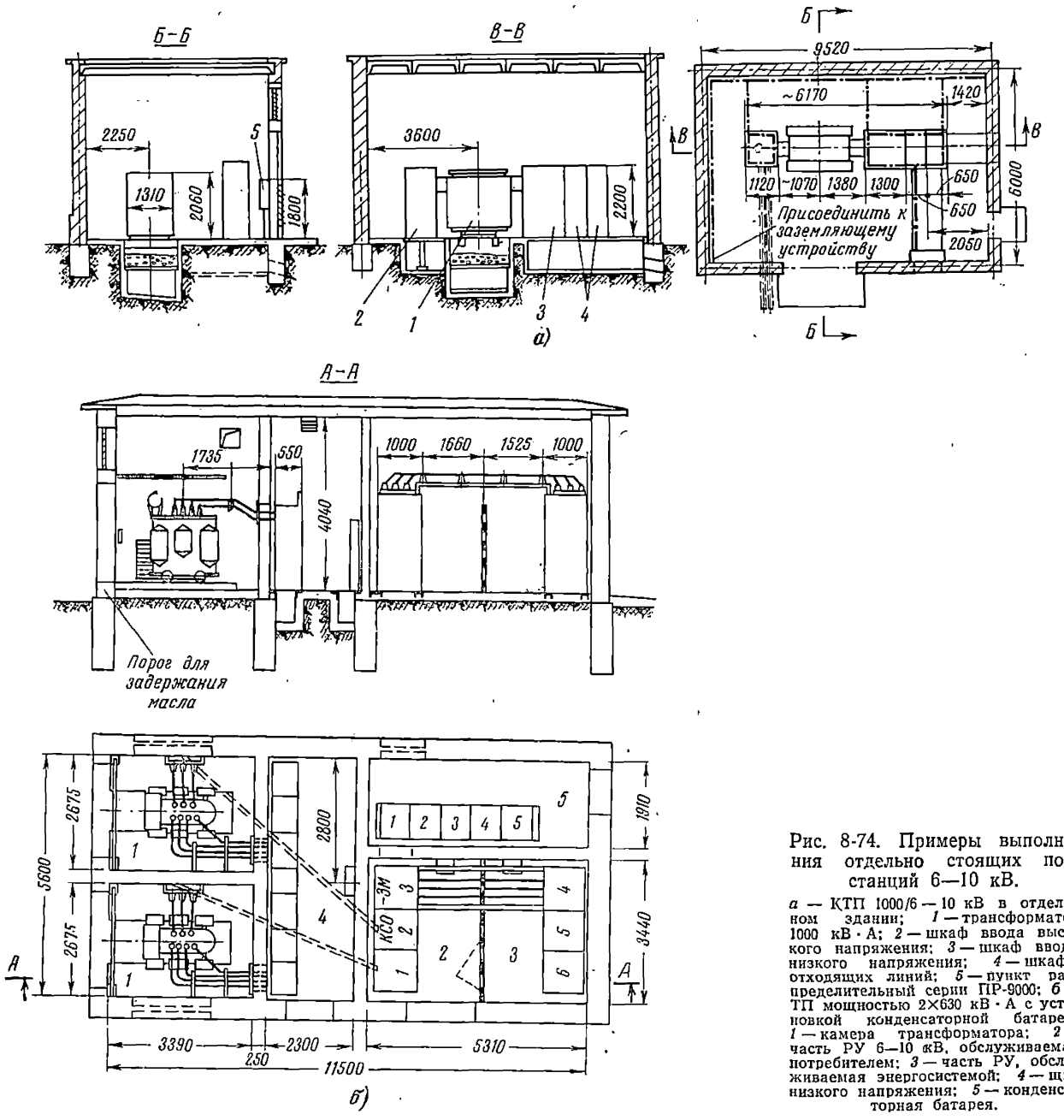


Рис. 8-74. Примеры выполнения отдельно стоящих подстанций 6—10 кВ.

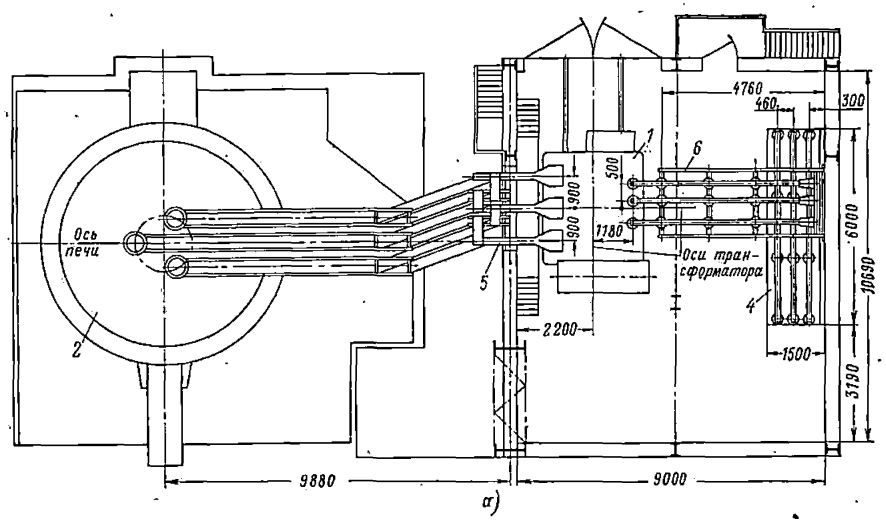
а — КТП 1000/6 — 10 кВ в отдельном здании; *1* — трансформатор 1000 кВ · А; *2* — шкаф ввода высокого напряжения; *3* — шкаф ввода низкого напряжения; *4* — шкафы отходящих линий; *5* — пункт распределительный серии ПР-9000; *б* — ТП мощностью 2×630 кВ · А с установкой конденсаторной батареи; *1* — камера трансформатора; *2* — часть РУ 6—10 кВ, обслуживаемая потребителем; *3* — часть РУ, обслуживаемая энергосистемой; *4* — щит низкого напряжения; *5* — конденсаторная батарея.

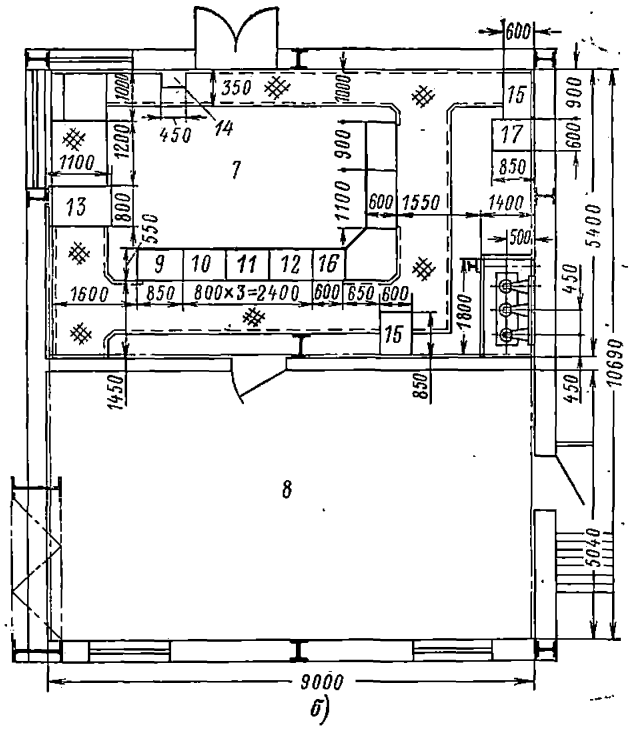
необходимо предусматривать устройства для улучшения коэффициента мощности. Все элементы этих совмещенных РП выполнены из комплектного оборудования с применением КРУ или КСО, КТП и УК.

На рис. 8-72—8-74 приведено несколько примеров выполнения цеховых трансформаторных подстанций, область применения которых описана выше.

На рис. 8-72 представлен характерный пример крупной внутрицеховой комплектной трансформаторной подстанции с двумя трансформаторами по 1000 кВ · А. Вся энергия от этой КТП распределяется по токопроводам на напряжении 380 В. КРУ вторичного напряжения состоит всего лишь из трех шкафов: двух вводных и секционного.

На рис. 8-73 показана установка однотрансформаторной КТП мощностью 630 кВ · А с размещением трансформатора и вводного шкафа высшего напряжения снаружи непосредственно возле стены цеха, а комплектного устройства низшего напряжения внутри цеха. Токопроводы, соединяющие выводы низшего напряжения трансформаторов с КРУ, заключены в короба из листовой стали. При разме-





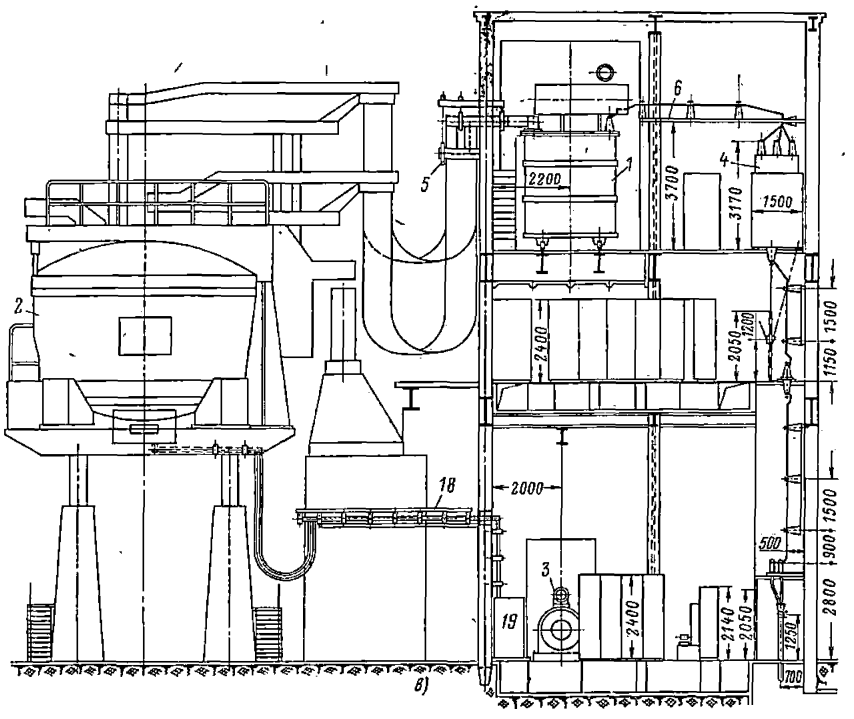


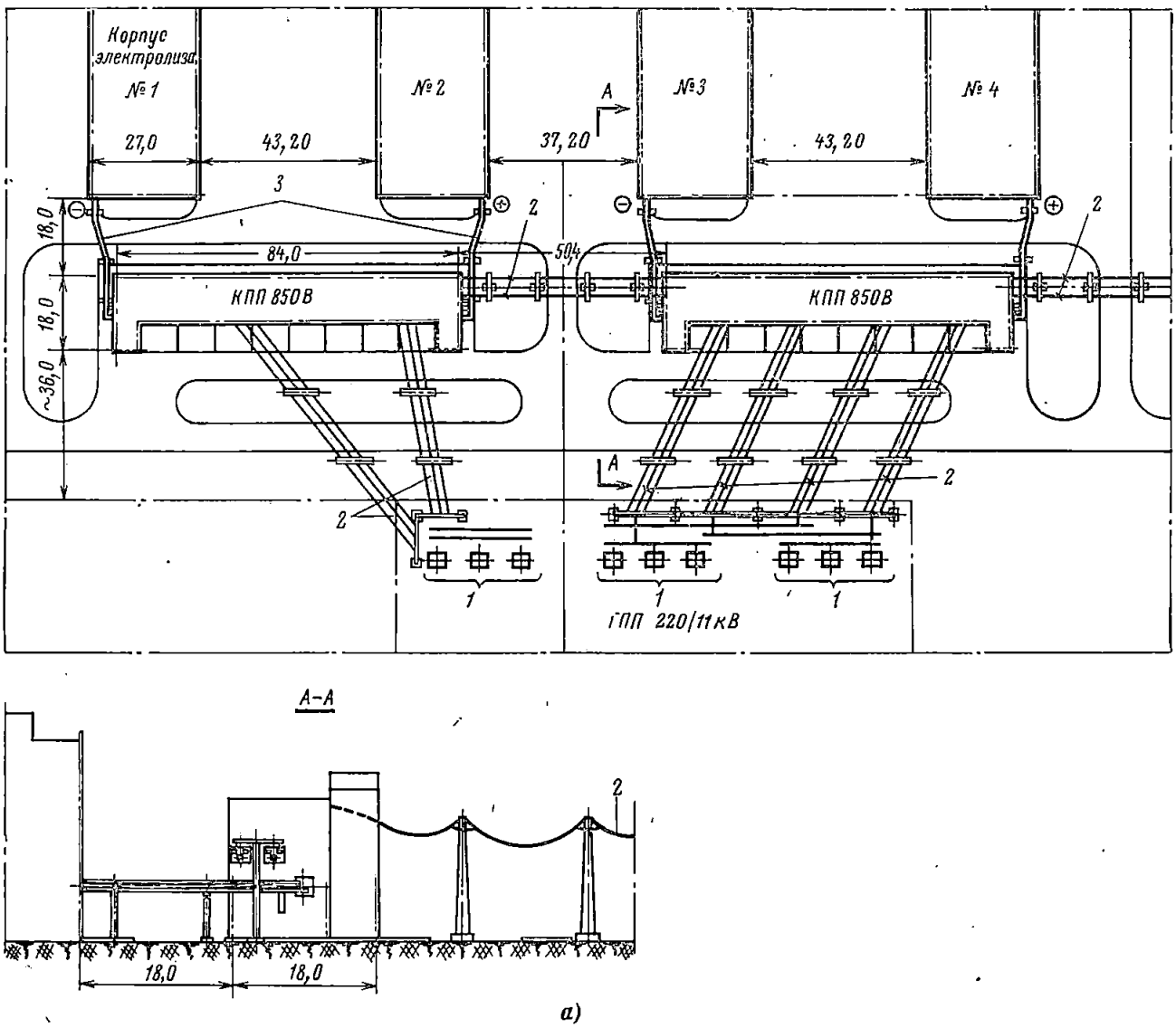
Рис. 8-75. Подстанция 35 кВ для дуговых электросталеплавильных печей на 50 т типа ДСП-50.

а — план установки электропечи и электропечного трансформатора (на отметке 11,8); *б* — план щитового помещения на отметке 8,00; *в* — разрез установки электропечи; *1* — электропечной трансформатор; *2* — электросталеплавильная печь ДСП-50; *3* — преобразователь частоты; *4* — камеры 35 кВ; *5* — токопровод короткой сети; *6* — шинный мост 35 кВ; *7* — щитовое помещение; *8* — помещение автоматики; *9* — щит управления перемешивания; *10* — панель управления защиты; *11* — панель сигнализации; *12* — панель постоянного тока; *13* — щит управления регулятора; *14* — шкаф управления дымососом; *15* — шкафы КИП; *16* — щит КИП; *17* — щит газоочистки; *18* — токопровод к статору; *19* — шкаф с шунтами.

щений КРУ на втором этаже предусматриваются дополнительные вертикальные звенья токопроводов. Такое размещение требует меньше затрат и дает экономию дорогих цеховых площадей по сравнению с внутрицеховыми КТП. В зонах с загрязненной средой вводные шкафы высшего напряжения должны иметь специальные уплотнения.

На рис. 8-74,*а* показана установка однотрансформаторной КТП в отдельно стоящем здании, которая может быть применена в тех случаях, когда невозможно разместить ТП внутри цехов или у наружных их стен по соображениям технологии, архитектурного оформления или пожаро- и взрывоопасности производства, а также при сильной разбросанности электрических нагрузок.

В качестве примера выполнения отдельно стоящей некомплектной подстанции на рис. 8-74,*б* приведена трансформаторная подстанция 6—10 кВ с тремя кабельными вводами и двумя трансформаторами по 630 кВ·А, разработанная Гипрокоммунэнерго. На стороне высшего напряжения выполнена простейшая схема с применением разъединителей, выключателей нагрузки и предохранителей. В распредустройстве 6—10 кВ предусмотрены камеры типа КСО-366. На сторо-



а)

Рис. 8-76. Преобразовательная подстанция с кремниевыми выпрямителями КПП 850 В, 150 кА.

а — план и подвод питания; *б* — поэтажные планы КПП; *в* — разрез; *1* — группа однофазных трансформаторов; *2* — токопровод 10 кВ; *3* — токопроводы выпрямленного тока; *4* — трансформатор кремниево-выпрямительного агрегата (ТНДПВ); *5* — шкаф кремниевых выпрямителей (БВ); *6* — щит управления (ЩУ) и блок защиты и стабилизации (БЗС); *7* — трансформатор собственного расхода (ТСР); *8* — реактор линии к ВРУ; *9* — дроссель насыщения (ДН).

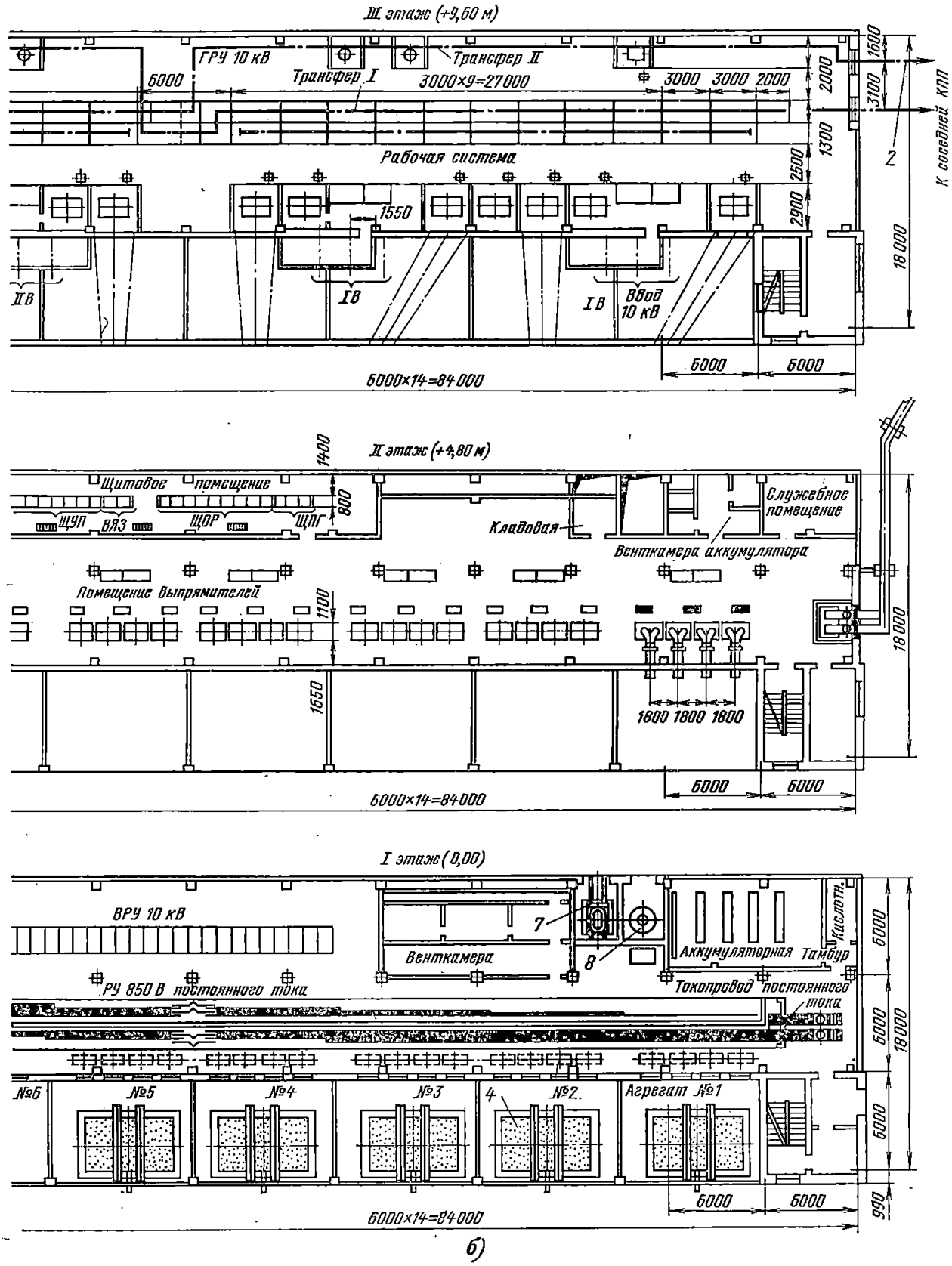


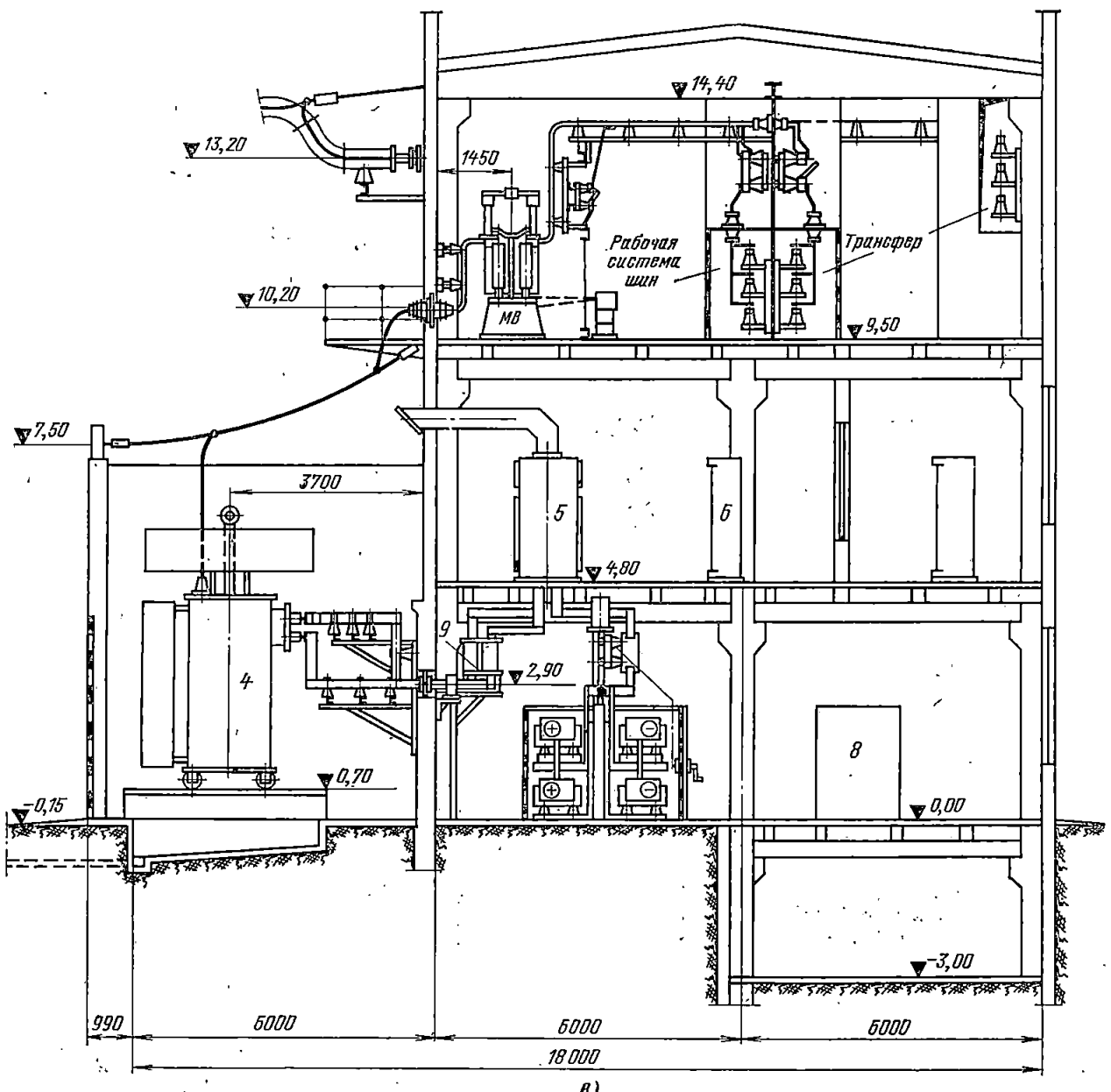
Рис. 8-76. (Продолжение).
б — поэтажные планы КПП.

не 6—10 кВ предусмотрена комплектная конденсаторная установка, помещение которой рассчитано на размещение вводного шкафа с трансформаторами напряжения и четырех шкафов с конденсаторами — по шесть конденсаторов в каждом. Присоединение трансформаторов к шинам 0,4/0,23 кВ сделано через автоматы типа АВ. Шины щита низшего напряжения разделены на две секции также с применением автоматов, ввиду того что на стороне низшего напряжения предусмотрено АВР.

Предусмотрена возможность разделения (если в этом будет необходимость) распределительного устройства 6—10 кВ на часть, обслуживаемую потребителем, и часть, доступную только персоналу энергосистемы.

г) ПОДСТАНЦИИ СПЕЦИАЛЬНОГО НАЗНАЧЕНИЯ

На рис. 8-75 показана подстанция 35 кВ дуговых электросталеплавильных печей типа ДСП-50 на 50 т. Она расположена непосредственно в цехе рядом с обслуживаемой электропечью.



в)

Рис. 8-76. (Продолжение).
в — разрез.

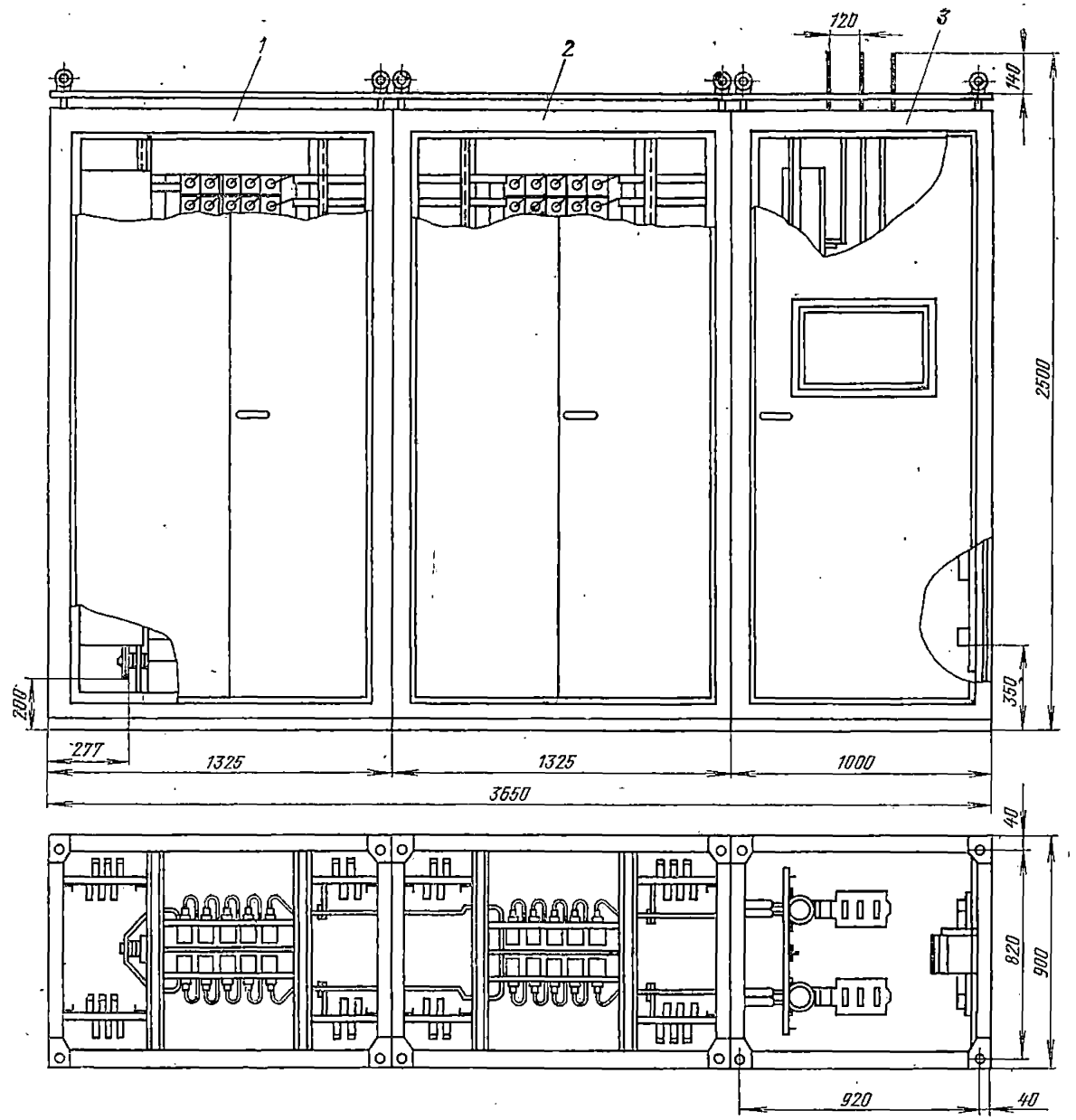


Рис. 8-77. Общий вид установки УВКП-1.
1, 2 — шкафы с вентилями; *3* — шкаф с делителями тока.

Полная схема установки показана на рис. 8-35. Питание производится кабельными линиями от распределительного устройства 35 кВ, на котором предусмотрен один резервный выключатель на две электропечи.

В представленной на рис. 8-76 общей компоновке кремниевой преобразовательной подстанции (КПП) применено ГРУ 10 кВ так называемого «рассредоточенного» типа (разработано Ленинградским отделением Тяжпромэлектропроекта). Сборные шины ГРУ 10 кВ проходят вдоль всего здания КПП, а камеры выключателей выпрямительных агрегатов располагаются по осям последних. Это позволяет выполнить связь агрегатов с ГРУ голыми шинами. Такая компоновка имеет ряд преимуществ: повышается надежность питания благодаря отсутствию кабельных линий к агрегатам; облегчается резервирование питания нескольких КПП от одного трансформатора с помощью коротких токопроводов между соседними подстанциями; уменьшаются капитальные затраты по сравнению с вариантом централизованного ГРУ 10 кВ; обеспечивают-

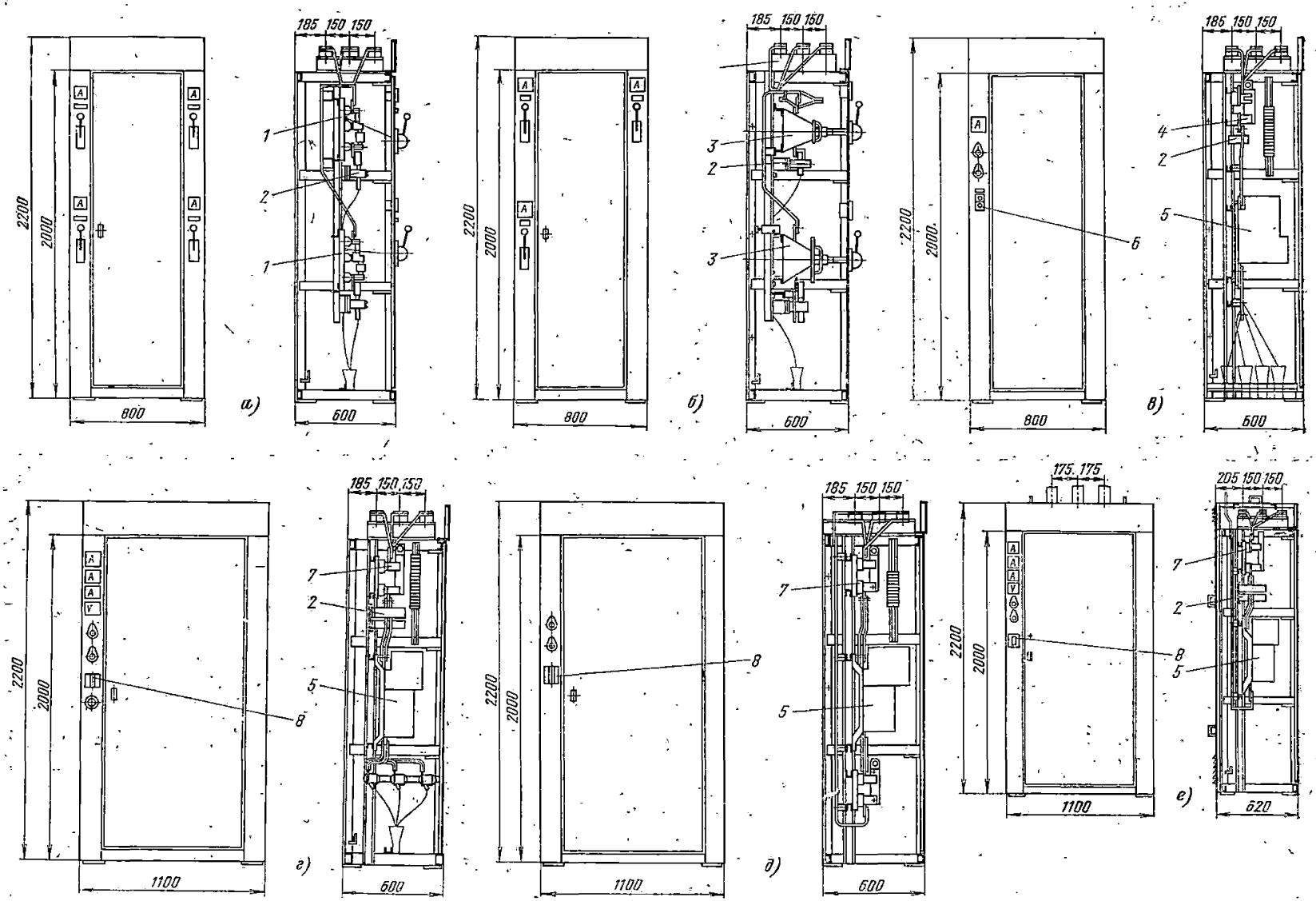


Рис. 8-78. Примеры выполнения панелей щитов серии ЩО70.

а — линейная панель с рубильниками и предохранителями; *б* — то же с блоками предохранитель—выключатель (ПВ); *в* — то же с автоматами АВМ10; *г* — вводная панель с автоматом АВМ20; *д* — секционная панель с автоматом АВМ15; *е* — шкафное исполнение вводной панели с автоматом АВМ20; *1* — рубильник с предохранителями на общей плите; *2* — трансформатор тока; *3* — блок предохранитель—выключатель (ПВ); *4* — разъединитель; *5* — автомат; *6* — кнопки управления; *7* — рубильник; *8* — универсальный переключатель.

ся короткие связи между трансформатором выпрямительного агрегата и его выпрямителями, что дает экономию цветного металла и улучшает коэффициент мощности, особенно при низком выпрямленном напряжении.

Большинство приборов управления и сигнализации агрегатов расположено в непосредственной близости от них.

Закрытая часть тяговых подстанций промышленного транспорта обычно состоит из двух блоков, в одном из которых размещаются кремниевые выпрямительные установки, их вентиляторы, распределительное устройство постоянного тока, сглаживающий реактор и фильтрующее устройство, а в другом — все вспомогательные устройства и щитовое помещение.

На рис. 8-77 показан общий вид кремниевой выпрямительной установки типа УВКП-1 тяговой подстанции.

8-8. ЩИТЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ НА НАПРЯЖЕНИЕ ДО 1000 В

Распределительные щиты на цеховых подстанциях (рис. 8-78) применяются одностороннего и двустороннего обслуживания. Последние удобнее в эксплуатации и обычно применяются на крупных и ответственных подстанциях с трансформаторами мощностью 1000 кВ·А и более со значительным числом панелей, а также при установке сложных коммутационных аппаратов, требующих обслуживания с задней стороны. Щиты одностороннего обслуживания удобны в отношении общей компоновки подстанции. Их целесообразно применять на подстанциях малой и средней мощности с трансформаторами мощностью до 630 кВ·А, особенно на подстанциях, встроенных в производственные помещения.

Распределительные щиты на напряжение до 1000 В изготовляются многими заводами и предприятиями разных ведомств и находят широкое применение наряду с выдвижными КРУ напряжением до 1000 В.

Главэлектромонтаж Минмонтажспецстроя произвел унификацию многочисленных исполнений щитов и в настоящее время выпускает единую серию ЩО-70 взамен прежних типов ЩО-59, ПРС, ПД и ШД. Панели, предназначенные для установки в помещениях, открыты сверху и сзади. Для установки щитов в производственных помещениях предусмотрено исполнение в виде шкафов. Щиты ЩО-70 могут быть применены для одностороннего и для двустороннего обслуживания.

На панелях ЩО-70 в зависимости от их назначения устанавливаются:

рубильники с предохранителями на общей плите на токи 100, 250 и 400 А со смещенными приводами;

рубильники на токи 600 и 1000 А также со смещенными приводами;

блоки предохранитель — выключатель типа ПВ на токи 100, 250, 400 и 600 А и блоки выключатель типа В на 600 и 1000 А;

автоматические выключатели серии А-3100 на токи 100, 250 и 600 А с передним присоединением и серии АВМ на токи 400, 1000, 1600 и 2000 А;

измерительные приборы, счетчики и трансформаторы тока.

Ошиновка панелей ЩО-70 устойчива при ударных токах короткого замыкания до 50 кА.

В зависимости от назначения панели ЩО-70 разделяются на линейные, вводные, вводно-линейные, секционные и секционно-линейные. Имеются секционные панели с АВР. Всего предусмотрен 41 тип панелей.

Ввод от трансформатора на щит может быть выполнен двумя способами:

кабелями снизу на вводных панелях, предназначенных для кабельных вводов;

шинами сверху с помощью вводных панелей или же непосредственно к сборным шинам через разъединитель, установленный на стене; для установки привода этого разъединителя предусмотрены специальные панели шириной 300 мм.

8-9. РАСПОЛОЖЕНИЕ И РАСЦВЕТКА ШИН

При конструировании и монтаже подстанций соблюдаются определенные чередования фаз и окраска сборных шин и ответвлений от них, которые выполняются следующим образом.

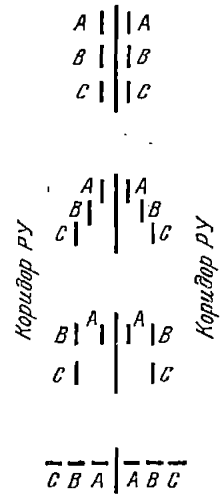


Рис. 8-79. Расположение и расцветка сборных шин в ЗРУ.

В закрытых распределительных устройствах при вертикальном расположении сборных шин фаза *А* располагается сверху и окрашивается в желтый, фаза *В* — посередине — в зеленый и фаза *С* — внизу — в красный цвет. При расположении шин горизонтально, наклонно или по треугольнику: шина, наиболее удаленная от персонала (фаза *А*), — в желтый, средняя *В* — в зеленый и ближайшая к персоналу *С* — в красный цвет (рис. 8-79).

Ответвления от сборных шин: левая шина (*А*) — в желтый, средняя шина (*В*) — в зеленый, правая шина (*С*) — в красный цвет, если смотреть на шины из коридора обслуживания, а при наличии трех коридоров — из центрального.

В открытых распределительных устройствах шины окрашиваются и располагаются следующим образом.

Сборные и обходные шины: шина, ближайшая к силовым трансформаторам (фаза *А*), — в желтый, средняя шина (*В*) — в зеленый и отдаленная (*С*) — в красный.

Ответвления от сборных шин: левая шина (фаза *А*) — в желтый, средняя шина (*В*) — в зеленый и правая (*С*) — в красный цвет, если смотреть из открытого распределительного устройства на выводы от трансформаторов.

В открытых электроустановках с гибкой ошиновкой расцветка фаз производится путем окраски арматуры изоляторов на аппаратах.

Отступления от этого порядка расположения шин допускаются в виде исключения лишь при существенных затруднениях при монтаже шин.

8-10. ВЕНТИЛЯЦИЯ И ОТОПЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ

При работе электрооборудования, в частности трансформаторов и реакторов, выделяется тепло за счет электрических потерь в этих аппаратах. Для отвода этого тепла предусматривается принудительное охлаждение путем устройства вентиляции камер трансформаторов и реакторов. В противном случае их обмотки чрезмерно перегреются, что приведет к преждевременному старению и порче изоляции и может вызвать аварию.

Вентиляция камер трансформаторов выполняется отдельно от других вентиляционных систем. Она рассчитывается таким образом, чтобы разность температур входящего и выходящего воздуха не превышала 15°С при полной нагрузке трансформаторов. Вентиляция трансформаторов мощностью до 1000—1600 кВ·А в большинстве случаев выполняется естественной.

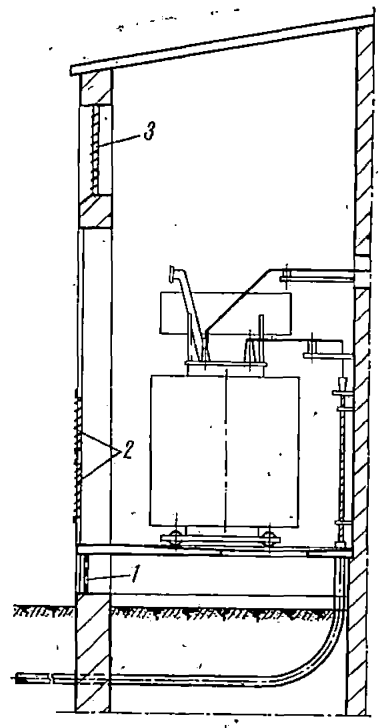


Рис. 8-80. Камера трансформатора мощностью до 1000 кВ·А.

1 — нижние жалюзи; *2* — дополнительные жалюзи в дверях; *3* — выходные жалюзи.

Наиболее распространена и рациональна вентиляция с подводом воздуха через нижний вентиляционный канал под трансформатор и частично в нижней части двери и отводом в верхней части камеры (рис. 8-80) (первый способ). Такое выполнение вентиляции обеспечивает равномерное охлаждение трансформатора и не требует специальной вытяжной вентиляционной шахты. Для охлаждения задней нижней стороны трансформатора отверстие в полу камеры наполовину закрыто, чем создается соответствующее направление воздушного потока по диагонали камеры. Передняя нижняя сторона кожуха трансформатора охлаждается дополнительным поддувом воздуха из нижней части двери. Вентиляция с подводом воздуха только через жалюзийные решетки в нижней части двери и отводом через жалюзи в верхней части камеры (второй способ) применяется редко для небольших трансформаторов мощностью до 160—400 кВ·А включительно. Опыт эксплуатации показал, что при таком подводе воздуха недостаточно охлаждается задняя сторона кожуха трансформатора, который в этом месте перегревается выше нормы, и поэтому трансформаторный завод не гарантирует его работы при этих условиях охлаждения. Кроме того, расчеты показали,

что при больших трансформаторах этот способ вентиляции требует увеличения высоты камеры. Этот способ обеспечивает равномерное охлаждение трансформатора лишь при устройстве нижних и верхних вентиляционных отверстий с нескольких сторон камеры, что возможно лишь при отдельно стоящих или пристроенных камерах, у которых свободны минимум три стороны для приема и выброса охлаждающего воздуха. Вентиляция с подводом воздуха через нижний вентиляционный канал под трансформатор и отводом через вентиляционную шахту (третий способ), очень распространенная в старых типах камер, теперь почти не применяется. Устройство шахты удорожает подстанцию, портит ее внешний вид, и через нее возможно проникновение воды в камеру трансформатора. Для вентиляции камер трансформаторов внутрицеховых подстанций, расположенных в производственных помещениях с нормальной средой, воздух для вентиляции камер трансформаторов можно забирать прямо из цеха. В помещениях пыльных или содержащих токопроводящие или разъедающие примеси воздух забирается снаружи или очищается фильтрами. В зданиях с несгораемыми перекрытиями воздух из камер трансформаторов выпускается непосредственно в цех через верхние вентиляционные отверстия, т. е. по первому способу. При сгораемых или трудно сгораемых перекрытиях воздух из камер трансформаторов выпускается наружу через крышу цеха по вытяжным шахтам, т. е. по третьему способу. При применении третьего способа вентиляции, т. е. с вентиляционными шахтами, последние выполняются несгораемыми и располагаются так, чтобы влага через них не могла стекать на трансформаторы и оборудование. При расположении шахт над трансформаторами для стока влаги предусматриваются желобки. При пристройке камер к зданиям с несгораемыми стенами, но сгораемой кровлей шахты должны отстоять от стен не менее чем на 1,5 м, или же сгораемая кровля защищается несгораемым парапетом, вывод шахт выше кровли здания в этих случаях не обязателен. Отверстия вытяжных шахт нельзя располагать против оконных проемов здания. При устройстве вентиляционных отверстий в стене камеры их нельзя располагать под выступающими сгораемыми элементами кровли или под проемами в стене здания, к которому камера примыкает. Если над дверью или над вентиляционным отверстием (жалюзи) имеется окно, то по всей ширине камеры предусматривается козырек из несгораемого материала с вылетом 70 см. При пристройке камер к деревянным зданиям вытяжные шахты выполняются из нетеплопроводных (или покрытых теплоизолирующим слоем) несгораемых материалов и должны быть выведены выше кровли здания не менее чем на 1 м, если считать до нижней кромки жалюзи. Устройство вентиляционных отверстий в стенах камеры в этих случаях не допускается.

Для охлаждения реакторов при вертикальной их установке под их камерами устраивается общий продольный вентиляционный канал, из которого охлаждающий воздух подается под реакторы снизу через отверстия в полу или в фундаменте реактора и отводится вверху камеры через вентиляционные жалюзийные отверстия. При горизонтальной установке реакторов завод рекомендует устраивать щиты, направляющие воздух на реакторы; щиты изготовляются из асбоцемента, гетинакса, шифера и аналогичных материалов. Для реакторов, у которых обмотка имеет класс изоляции А по нагревостойкости, температура воздуха, отходящего из камеры реактора, не должна превышать 45°С. Разность температур отходящего и входящего в камеру воздуха не должна превышать 20°С. При отсутствии вентиляции пропускная способность реакторов снижается на 25—35%. Недостаточная по объему или неправильно выполненная вентиляция может привести к недопустимому перегреву реакторов. Реакторы типов РБАМ и РБАСМ (на токи менее 2000 А), имеющие несколько увеличенные габариты, могут работать без принудительного охлаждения при естественной общеобменной вентиляции помещения.

Кроме специальных вентиляционных устройств, для охлаждения трансформаторов и реакторов предусматривается общая вентиляция помещений распределительных устройств, которая рассчитывается с учетом тепловыделений при работе аппаратов и ошиновки. Тепловыделения камер КСО и шкафов КРУ на номинальный ток 600 А принимаются 0,5 кВт. Если заведомо известно, что ни при каких условиях с учетом перспективы рабочий ток камеры не достигнет номинального значения, расчетные теплопотери можно уменьшить пропорционально квадрату кратности снижения тока нагрузки. Общая вентиляция может быть выполнена при помощи нижних и верхних жалюзи. Вместо верхних жалюзи иногда применяются так называемые дефлекторы. В местностях с низкими зимними температурами приточные и вытяжные вентиляционные отверстия оборудуются утепленными клапанами.

Предусматривается также аварийная вытяжная вентиляция, которая выполняется автономно от других описанных выше

вентиляционных устройств. Она рассчитывается на пятикратный обмен воздуха и включается извне. Назначением ее является быстрое удаление дыма из распределительного устройства для обеспечения работы прибывшей аварийной бригады. Аварийная вентиляция устраивается во взрывных коридорах и коридорах, в которых устанавливаются открытые камеры, содержащие оборудование, залитое маслом или компаундом; она, в частности, предусматривается в помещениях, в которых устанавливаются комплектные шкафы КРУ и камеры КСО с масляными выключателями. При нормальном режиме аварийная вентиляция работать не должна.

При устройстве отопления подстанции необходимо исходить из следующих условий. В тех помещениях, где имеется постоянный дежурный персонал, температура воздуха должна быть не ниже 18 и не выше 28°С. В целях экономии допускается устройство местных душирующих устройств, которые предусматриваются непосредственно возле места постоянного нахождения дежурного персонала. При отсутствии постоянного дежурного персонала в помещении щитов управления и в закрытых распределительных устройствах следует обеспечивать температуру воздуха, которая необходима для нормальной работы аппаратов и приборов, устанавливаемых в этих помещениях в соответствии с техническими условиями заводов-изготовителей и утвержденными стандартами на эти изделия.

8-11. МАСЛОСБОРНЫЕ И ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ УСТРОЙСТВА

Во избежание того, чтобы при повреждении масляных трансформаторов, реакторов и баковых выключателей масло не растекалось и не создавалось угрозы возникновения и распространения пожара, предусматриваются перечисленные ниже мероприятия.

а) ЗАКРЫТАЯ УСТАНОВКА ТРАНСФОРМАТОРОВ И АППАРАТОВ

Если камеры трансформаторов размещаются на первом этаже и имеют выход наружу, то при количестве в них масла до 600 кг никаких маслосборных устройств не требуется. При количестве масла более 600 кг требуется порог или пандус из несгораемого материала высотой не менее 50 мм, препятствующий вытеканию масла из камеры. Если же камеры располагаются над подвалом, на втором этаже и выше или выходят во взрывной коридор распределительного устройства, то уже при количестве масла более 60 кг и до 600 кг нужен приямок, порог или пандус, рассчитанный на удержание полного объема масла. Если же количество масла в трансформаторе превышает 600 кг, то необходимы специальные маслосборные устройства, которые выполняются по одному из приведенных ниже способов.

Первый способ. Под трансформатором или аппаратом предусматривается бетонированный маслоприемник объемом не менее 20% полного объема масла в аппарате или трансформаторе с отводом масла в аварийный резервуар, который рассчитывается на полный объем масла в наиболее крупном трансформаторе или аппарате. Диаметры маслоотводных труб от маслоприемника до аварийного резервуара должны быть под трансформатором — не менее диаметра аварийного вентиля последнего, но не менее 10 см, под аппаратом — не менее 10 см. Трубы со стороны маслоприемника защищаются сетками.

Второй способ. Устраивается бетонированный маслоприемник на полный объем масла без отвода его, перекрытый решеткой со слоем гравия 25 см; уровень масла должен быть на 5 см ниже решетки. Верхний уровень гравия в маслоприемнике под трансформатором должен быть на 7,5 см ниже отверстий воздухоподводящего вентиляционного канала. Площадь маслоприемника должна быть не менее площади основания аппарата или трансформатора (см. рис. 8-74,*а*). Дно маслоприемника выполняется с уклоном 2% для облегчения откачки масла насосом.

На внутрицеховых подстанциях под масляными трансформаторами предусматриваются маслосборные устройства. Последние целесообразно выполнять по второму способу (т. е. на полный объем масла) как более надежному, простому и дешевому. Необходимые при первом способе длинные маслоотводные трубы удорожают все устройство и снижают его надежность, так как могут засориться, особенно на поворотах, и не выполнить своего назначения при аварии.

б) ОТКРЫТАЯ УСТАНОВКА ТРАНСФОРМАТОРОВ И АППАРАТОВ[1]

Под масляными трансформаторами и реакторами с количеством масла более 1 т в одном баке и под баковыми выключателями на напряжение 110 кВ и выше делаются маслоприемники с отводом или без отвода масла.

[1] По проекту новой редакции гл. IV-2 ПУЭ.

Маслоприемники с отводом масла выполняются в виде бортовых ограждений маслонаполненного оборудования без гравийной засыпки. Высота бортовых ограждений маслоприемника принимается не более 0,5 м над уровнем планировки. Со стороны выкатки трансформаторов или реакторов ограждение выполняется разборным. Дно маслоприемника располагается на уровне окружающей планировки или ниже. Чтобы масло при аварии не разливалось за пределы маслоприемника, его размеры (на каждую сторону) принимаются больше размеров трансформатора или аппарата в плане на:

0,6 м	при количестве масла	до	2 т
1,0 м	„	„	„	2—10 т
1,5 м	„	„	„	10—50 т
2 м	„	„	„	более 50 т

Объем маслоприемника с отводом масла рассчитывается на 100% масла, содержащегося в баке трансформатора или реактора. Под баковыми выключателями напряжением 110 кВ и выше маслоприемники выполняются на 80% масла в одном баке.

При применении системы маслоприемников с отводом масла должны быть предусмотрены маслосборники, рассчитанные на полный объем масла, содержащегося в наиболее крупной единице. Пример выполнения строительной части подземного маслоприемника емкостью 15 м³ для сухих грунтов представлен на рис. 8-81.

Маслостоки между маслоприемниками и маслосборником, как правило, должны выполняться в виде подземных трубопроводов. Должны быть исключены возможность перетока масла (воды) по маслостокам из одного маслоприемника в другой, а также растекание масла по кабельным каналам и другим подземным сооружениям.

Маслостоки должны обеспечивать отвод 50% размещаемого в маслоприемнике масла и полного расчетного количества воды пожаротушения (при наличии последнего) в течение 15 мин на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений. Выполнение маслостока должно исключать распространение пожара по маслостоку и не допускать его засорения и забивки снегом, льдом и т. п.

Маслоприемники без отвода масла допускается применять для трансформаторов мощностью до 10 МВ·А, устанавливаемых на территории промышленных предприятий. Они выполняются полностью заглубленными и рассчитываются на полный объем масла трансформатора или аппарата и закрываются металлической решеткой, на которую насыпается чистый гравий, промытый гранитный щебень или же непористый щебень другой породы толщиной 25 см. Масло и вода из заглубленного маслоприемника удаляются переносным насосным агрегатом.

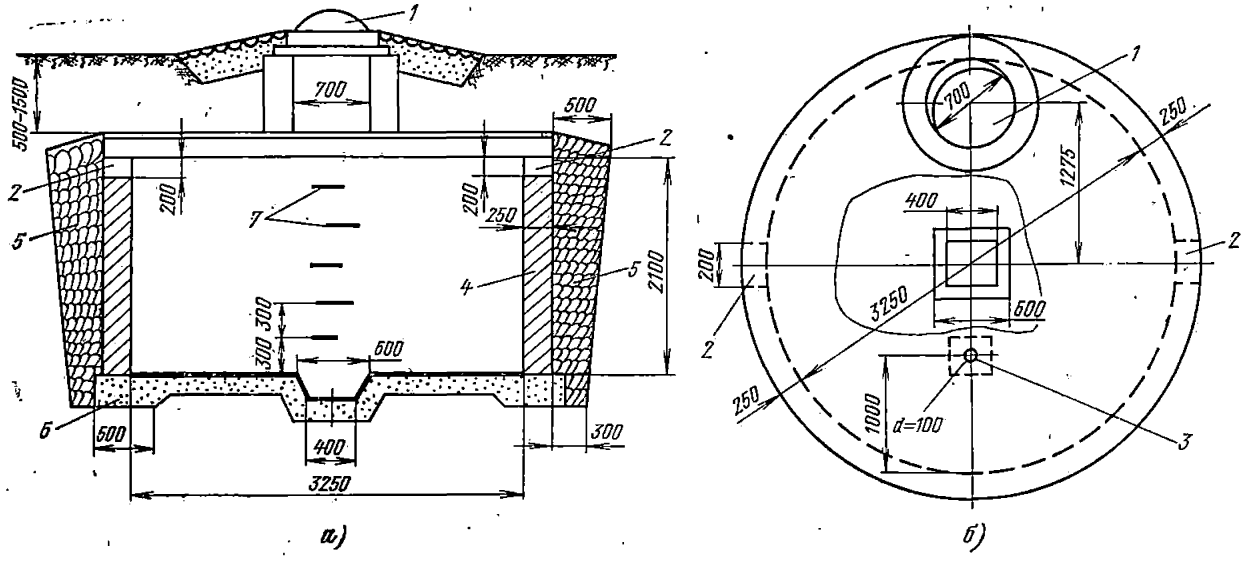


Рис. 8-81. Подземный маслоприемник емкостью 15 м³.

а — разрез; *б* — план; *1* — крышка; *2* — отверстия для труб; *3* — вентиляционная труба; *4* — кирпич; *5* — мятая глина; *6* — цементный пол; *7* — скобы.

Предусматривается простейшее устройство для проверки отсутствия масла или воды в маслоприемнике.

Сказанное относится к аварийным относительно редким отводам масла. Регулярные утечки масла в нормальных условиях эксплуатации из аппаратной маслохозяйства, со складов масла, из машинных помещений, а также из трансформаторов и выключателей при ремонтах и других работах не должны попадать в водоемы. Предусматриваются специальные устройства по их сбору и удалению.

На подстанциях с трансформаторами 63 МВ·А (в единице) и более или с общей мощностью трансформаторов 120 МВ·А и более, а также на подстанциях с синхронными компенсаторами предусматривается водопровод с питанием от существующей внешней сети или от самостоятельного источника водоснабжения для тушения пожара. Вместо этого на подстанциях напряжением до 220 кВ разрешается предусматривать пожарные водоемы, пополняемые водой из водопроводной сети другого назначения или привозными средствами.

Подача воды из таких водоемов должна предусматриваться средствами пожарных команд или мотопомпой. На подстанциях с трансформаторами единичной мощностью менее 63 МВ·А или общей мощностью менее 120 МВ·А противопожарный водопровод и водоем не предусматриваются.

Внутренние противопожарные водопроводы должны предусматриваться только в зданиях подстанций кубатурой более 3000 м³. Противопожарные мероприятия на подстанциях должны быть согласованы с общей системой пожаротушения на предприятии.

8-12. ОСНОВНЫЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ МАСЛЯНОГО И РЕМОНТНОГО ХОЗЯЙСТВА

Объем и система организации масляного хозяйства на промышленных предприятиях определяются объемом перерабатываемых масел, что зависит от величины предприятия, наличия на нем собственной ТЭЦ и ее мощности, числа и мощности ГПП и ПГВ и установленных на них трансформаторов, количества и мощности цеховых подстанций, а также от возможности использования трансформаторно-масляного хозяйства (ТМХ) энергосистемы или соседнего предприятия для очистки, сушки и регенерации масла и от ряда других факторов.

При решении вопроса об объеме масляного хозяйства на предприятии следует в первую очередь ориентироваться на использование соответствующих устройств в районных энергетических системах или на соседних предприятиях по согласованию с соответствующими организациями. Это согласование значительно облегчилось бы, если бы Министерство энергетики и электрификации дало соответствующие указания энергосистемам представлять предприятиям возможность использования своих масляных хозяйств на договорных началах.

Масляное хозяйство в полном объеме предусматривается лишь на очень крупных промышленных предприятиях с большим числом подстанций, с мощными аппаратами и трансформаторами и с большим количеством залитого в них масла при наличии на предприятии ТЭЦ и при невозможности использования централизованного масляного хозяйства энергетической системы.

На крупных промышленных предприятиях, кроме мощных трансформаторов на ГПП и ПГВ и турбогенераторов на ТЭЦ, имеется большое число разбросанных цеховых трансформаторов с низшим напряжением 0,38 кВ и мощностью до 1000—2500 кВ·А и значительное число мощных цеховых трансформаторов для питания ртутно-выпрямительных агрегатов, электропечей, электродвигателей напряжением выше 1000 В и т. п. Для ремонта этих трансформаторов целесообразно сооружение специальной трансформаторной мастерской при электроремонтном цехе.

При организации масляного хозяйства, кроме изоляционного масла, учитывается также наличие на предприятии других масел: турбинного, машинного, смазочного и т. п.

Ниже приводятся некоторые рекомендации по объему и организации масляного хозяйства в зависимости от условий, которые были названы выше.

1. На предприятии имеется ТЭЦ, связанная с энергетической системой, с мощными повысительными трансформаторами на напряжении 110—220 кВ, а также ГПП с трансформаторами 110—220/6—10 кВ. Имеются цеховые трансформаторы напряжением 10/6 кВ, мощностью до 10 МВ·А включительно и напряжением 10/0,38 кВ, мощностью до 2500 кВ·А включительно. В районе расположения предприятия имеется централизованное масляное хозяйство энергетической системы, где производятся очистка, сушка и регенерация изоляционных и турбинных масел, которое может быть использовано для электрохозяйства проектируемого предприятия.

В этом случае на предприятии предусматривается центральный склад для хранения эксплуатационного масла, в котором находятся баки турбинного масла в объеме, необходимом для нормальной эксплуатации тур

на ТМХ ТЭЦ, а также данные, необходимые для определения объемов баков хранения масла. Для ориентировочных подсчетов можно пользоваться приведенными ниже данными для определения годового расхода масла.

Ежегодная потребность в изоляционном масле при отсутствии регенерационной установки слагается из расхода масла на доливку в аппараты и трансформаторы — около 1% содержащегося в них масла, на замену масла, подлежащего регенерации,— около 10—20% и промывку аппаратов и трансформаторов при их ревизии — около 2%. В среднем ежегодную потребность в изоляционном масле можно принять около 15% общего количества масла, залитого в аппараты и трансформаторы.

При наличии регенерационной установки ежегодная потребность в изоляционном масле слагается из расхода на доливку в аппараты и трансформаторы, на промывку их и на потери при регенерации и смене масла — около 2%, а в среднем можно принять около 5% общего количества масла, залитого в аппараты и трансформаторы.

Приведенные значения являются средними и зависят от объема масла в единичных аппаратах и трансформаторах, т. е. от их мощности. Так, например, расход на доливку колеблется от 5% для очень малых аппаратов до 0,4% для очень крупных а расход на промывку колеблется соответственно для аппаратов от 1 до 0,3% и для трансформаторов от 6 до 2%.

Расход на замену масла зависит от среднего срока его службы, который в электрических аппаратах составляет около 5—7 лет, а в силовых трансформаторах примерно равен периоду между капитальными ремонтами, т. е. 5—10 лет. Учитывая, что применение термосифонных силикагелевых фильтров удлиняет срок службы масла, можно принять средний срок службы изоляционного масла 10 лет.

Потери масла при регенерации составляют около 15—20% количества регенерируемого масла с учетом потерь масла при смене за весь срок его службы, что соответствует годовому расходу 1,5—2% общего количества масла, залитого в аппараты и трансформаторы.

Если же на предприятии предусматривается опорное объединенное масляное хозяйство для ТЭЦ и цеховых трансформаторов с тремя баками для изоляционного масла (см. § 960 ПТЭ), то емкость бака для свежего масла предусматривается не менее емкости одной железнодорожной цистерны, а емкость каждого из двух других — *не менее емкости* наибольшего трансформатора или масляного выключателя плюс 10%.

Объем баков, предназначенны
ния турбинного масла, определяе
зацией, проектирующей ТЭЦ.

Следует избегать излишеств в
подъемных устройств на подстанц
ездных путей к ним.

На подстанциях 35—220 кВ не
ривают стационарных грузоподъ
ройств для ревизии трансформат
же железнодорожных подъездны
перекатки трансформаторов, за и
тех случаев, когда в непосредстве
сти от подстанции проходят пути
ского железнодорожного транспор

На подстанциях, на которых м
маемой при осмотре части трансф
превышает 25 т, для съема кожу
выемки сердечника используют г
новки трансформатора, соответств
разом выполненный или же при
этой цели инвентарное устройство
ной кран).

Вопрос об использовании с
порталов или о применении
устройств решается путем техник
ского сравнения этих вариантов.

При применении совмещенно
должна быть обеспечена возможно
активной части трансформатора
маемого кожуха (или кожуха
активной части) в сторону авто
подъездного железнодорожного п
личии такого вблизи подстанци
смотрено место для установки и
устройства (шатра) для закрыт
части трансформатора при произ
бот по осмотру и ревизии. Указан
ство должно предусматривать гру
приспособление для механизации
ремонтных работ.

Если масса поднимаемой пр
части трансформатора превышает
подстанции необходимо предусма
ционарное или инвентарное гру
устройство и железнодорожные
к фундаментам трансформаторов.

Стационарные устройства (ба
дованные мостовыми кранами) д
ревизии трансформаторов и авто
торов предусматриваются лишь н
пряжением 500 кВ, а также в
когда отправка трансформаторов
ные заводы не представляется во
за удаленности или значительны
ных затруднений.

Совтолового хозяйства на пром
ях не предусматривают, так как с
чен и всякие операции с ним нуж
дить специально инструктирован

Таблица 9-1

Шкала скидок и надбавок к тарифу на электроэнергию за компенсацию реактивной мощности в электроустановках потребителей, %

$\operatorname{tg}\varphi_м$	$\operatorname{tg}\varphi_э$																
	0	0,05	0,10	0,15	0,20	0,25	0,30	0,35	0,40	0,45	0,50	0,55	0,60	0,65	0,70	0,75	0,80
0	—8	—6	—4	—3	—3	—2											
0,05	—6	—8	—5	—4	—3	—2											
0,10	—4	—6	—7	—5	—4	—3	—1										
0,15	—3	—4	—5	—7	—5	—3	—1										
0,20	—2	—3	—4	—5	—6	—4	—2	—1									
0,25	—1	—1	—2	—3	—4	—6	—3	—2									
0,30	0	0	—1	—1	—2	—4	—5	—3	—1								
0,35	1	1	0	0	—1	—2	—3	—5	—3	—1							
0,40	2	2	1	1	0	0	—1	—3	—5	—3	—1						
0,45	3	3	2	2	1	1	0	—1	—3	—5	—2	—1					
0,50	4	4	3	3	2	2	1	0	—1	—3	—4	—2					
0,55	6	6	4	4	4	3	2	1	0	—1	—2	—4	—1				
0,60	8	8	6	6	5	5	3	2	1	0	0	—2	—3	—1			
0,65	10	10	8	8	7	7	5	4	2	1	1	0	—1	—3	—1		
0,70	13	13	11	11	10	9	7	6	4	3	2	1	0	—1	—2	—1	
0,75	16	16	14	14	13	12	10	8	7	5	3	2	1	0	—1	—2	
0,80	20	20	17	17	16	14	12	11	9	7	5	3	2	1	0	—1	—1
0,85	23	23	21	21	20	18	15	14	13	9	8	5	3	2	1	0	0
0,90	26	26	25	25	24	22	19	17	16	12	11	8	5	4	2	1	1
0,95	30	30	30	30	30	25	24	21	20	16	14	11	8	6	4	3	2
1,00	34	34	34	34	34	32	30	25	23	21	20	14	13	12	7	5	4

Примечания: 1. Значения скидок с тарифа указаны со знаком минус.

2. При значениях $\operatorname{tg}\varphi_м > 1$ производится дополнительная надбавка к тарифу в размере 4% за каждые 0,05 разницы между значениями $\operatorname{tg}\varphi_м$ и 1.

3. Скидки и надбавки при оплате электроэнергии по двухставочному тарифу исчисляются с основной и с дополнительной платы за электроэнергию.

чих трансформаторов, сечений и длин высоковольтных кабельных и воздушных линий и токопроводов (только рабочих), а также параметров реакторов. На схеме электроснабжения приводятся расчетные реактивные нагрузки каждой из трансформаторных подстанций отдельно на стороне низшего и на стороне высшего напряжения, суммарные реактивные нагрузки линий, отходящих от источника питания.

Для стимулирования мероприятий по компенсации реактивной мощности на действующих предприятиях Госэнергонадзором установлена шкала скидок (—) и надбавок (+) к тарифу на электроэнергию.

Скидки с тарифа и надбавки к нему определяются по табл. 9-1 в зависимости от степени компенсации реактивной мощности, которая оценивается при помощи следующих коэффициентов:

$$\operatorname{tg}\varphi_э = \frac{Q_э}{P_м} \text{ и } \operatorname{tg}\varphi_м = \frac{Q_м}{P_м},$$

где $\operatorname{tg}\varphi_э$ — оптимальный коэффициент; $\operatorname{tg}\varphi_м$ — фактический коэффициент; $P_м$ — заявленная предприятием активная мощность, кВт, участвующая в максимуме энергосистемы и зафиксированная в договоре на пользование электроэнергией; $Q_э$ — оптимальная реактивная нагрузка предприятия, квар, в часы максимума активной нагрузки энергосистемы, заданная на границе раздела сетей системы и предприятия и зафиксированная в договоре на пользование электроэнергией; $Q_м$ — фактическая реактивная нагрузка предприятия, квар, участвующая в максимуме энергосистемы.

Вновь сооружаемым предприятиям скидки с тарифа предоставляются только после ввода на полную мощность, а при вводе очередями — лишь после установки КУ, предусмотренных проектом для данной очереди.

На действующих предприятиях установка компенсирующих устройств может производиться только с разрешения энергоснабжающей организации, которая также задает суточный режим работы КУ. При нарушении этого порядка и самовольном включении КУ скидка за компенсацию реактивной мощности не представляется.

При наличии на предприятии синхронных электродвигателей (СД) скидка C с тарифа

за компенсацию реактивной мощности исчисляется из выражения

$$C = \left(1 - \frac{P_{СД}}{P_{уст}}\right)^2 C_{ш},$$

где $P_{СД}$ — установленная мощность СД; $P_{уст}$ — суммарная установленная мощность всех электродвигателей и трансформаторов; $C_{ш}$ — скидка с тарифа по табл. 9-1.

При проектировании системы электроснабжения промышленного предприятия в задание энергосистемы о степени компенсации могут быть внесены обоснованные коррективы, согласованные с энергосистемой.

Для уменьшения затрат на компенсирующие устройства при проектировании электрооборудования следует применять варианты с наименьшим потреблением реактивной мощности.

Примечание. Ранее действовавшие руководящие указания 1961 г. [Л. 1-9] задавали предприятиям в качестве исходного расчетного значения для выбора мощности компенсирующих устройств так называемые нормативные значения средневзвешенного коэффициента мощности, которые изменялись в зависимости от электрической удаленности предприятия от источника питания и от числа ступеней трансформации и сетевых звеньев системы. Однако расчет по средневзвешенному коэффициенту мощности в большинстве случаев приводил к тому, что значение cos φ в часы максимума нагрузки энергосистемы оказывалось низким с вытекающими отсюда неблагоприятными последствиями для баланса реактивных мощностей и загрузки генераторов районных электростанций.

9-2. СПОСОБЫ И СРЕДСТВА КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Существует ряд основных и вспомогательных способов компенсации реактивной мощности на предприятиях. Ниже приведены сопоставительные техническая и экономическая оценки этих способов компенсации и даны общие указания по области их применения. В первую очередь при проектировании и эксплуатации рассматриваются и внедряются мероприятия, не требующие применения специальных компенсирующих устройств, которые целесообразны во всех случаях. К этим мероприятиям относятся:

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

правильный выбор мощности электродвигателей и трансформаторов с оптимальной их загрузкой;

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

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

применение переключателей с треугольника на звезду у тех асинхронных двигателей напряжением до 1000 В, которые систематически загружаются не более чем на 40%.

В проектах реконструкции электроснабжения, кроме перечисленных мероприятий, рассматриваются:

возможность замены или временного отключения трансформаторов, если они в среднем бывают загружены менее чем на 30% номинальной мощности;

замена незагруженных асинхронных двигателей, если изъятие избыточной мощности дает уменьшение потерь активной энергии в энергосистеме;

замена асинхронных двигателей синхронными, если это технически возможно и экономически целесообразно и если заменяемые асинхронные двигатели подлежат демонтажу вследствие износа или могут быть использованы в других установках, не нуждающихся в искусственной компенсации реактивных нагрузок.

Важнейшими из перечисленных мероприятий, обеспечивающих возможно большее значение естественного коэффициента мощности, являются правильный выбор мощности электродвигателей и трансформаторов, обеспечивающий их наиболее оптимальную загрузку, а также применение устройств, устраняющих холостой ход двигателей и других приемников, потребляющих реактивную энергию. По исчерпании упомянутых мероприятий рассматриваются перечисленные ниже проектные решения по компенсации реактивной мощности, которые требуют применения специальных компенсирующих устройств.

Конденсаторные батареи. Основным средством компенсации на промышленных предприятиях являются батареи силовых конденсаторов (КБ), подключаемые параллельно к электросети, т. е. поперечная компенсация. Достоинства конденсаторных установок поперечной компенсации: простота, относительно невысокая стоимость, недефицитность материалов, малые удельные собственные потери активной мощности. Недостатки конденсаторных установок: отсутствие плавного автоматического регулирования отдаваемой в сеть реактивной мощности, пожароопасность, наличие остаточного заряда.

Конденсаторные установки поперечной компенсации устанавливаются в зависимости от результатов произведенных технико-экономических расчетов (см. ниже). Их рекомендуется располагать, как правило, вблизи места потребления реактивной мощности. Они должны снабжаться автоматическим регулированием, позволяющим изменять присоединенную к сети мощность установок при разных режимах нагрузок.

Конденсаторы являются наиболее экономичным источником реактивной мощности, так как имеют наименьшие потери по сравнению с другими источниками. Поэтому выгодно наиболее полное их использование в течение суток для компенсации реактивной мощности. Следовательно, на односменных и на сезонных предприятиях с малым числом часов работы в году целесообразность установки конденсаторов требует технико-экономической проверки ввиду малого их использования.

Неблагоприятное влияние на работу конденсаторных установок оказывает наличие в их цепях высших гармоник [Л. 7-11—7-13, 7-16]. Поэтому при проектировании конденсаторных установок необходимо тщательно проверять вероятность наступления резонанса одной из высших гармоник, могущего вызвать недопустимое увеличение тока в конденсаторной установке и ее повреждение. Такая проверка, в частности, необходима при размещении конденсаторов вблизи особенно активных источников высших гармоник: дуговые электропечи, ртутно-выпрямительные установки и т. п. Как показал опыт работы на одном из заводов, где имеется мощная РПП, силовые конденсаторы, смонтированные на цеховых подстанциях завода, очень быстро были выведены из работы. Обследование установило, что причиной аварий явились высшие гармоники, генерируемые ртутно-выпрямительными агрегатами. Мероприятия по ограничению уровней высших гармоник приведены в § 7-10.

Продольная компенсация ПК, т. е. последовательное включение конденсаторных батарей непосредственно для компенсации реактивной мощности, в распределительных сетях не применяется, так как она не оказывает существенного влияния на улучшение коэффициента мощности. Ее основным назначением на промышленных предприятиях является стабилизация напряжения при больших и часто повторяющихся набросах реактивной мощности (см. § 7-7). В этом отношении она имеет бесспорное преимущество перед другими способами подавления колебаний напряжения благодаря безынерционности действия, дающего возможность быстродействующего автоматического регулирования напряжения.

Компенсационные преобразователи. Конденсаторы применяются также в схемах компенсационных ртутно-выпрямительных агрегатов. Киевским политехническим институтом (КПИ) разработана схема, которая применяется на предприятиях с крупными ртутными преобразователями, например на заводах электролиза алюминия.

В этой схеме на стороне катодов вентилей включен уравнительный реактор, к которому подсоединены конденсаторы (рис. 9-1). Эти конденсаторы при их периодическом заряде и разряде создают дополнительное напряжение, которое заставляет ток переходить на очередную фазу раньше, чем это было бы при отсутствии в схеме конденсаторов, в результате чего преобразователь генерирует компенсирующую мощность $Q_п$. Ток конденсаторов имеет двойную частоту. В этой схеме конденсаторы выполняют в основном только функцию коммутирующего звена; общий компенсирующий эффект $k_э$ от их применения значительно превышает их номинальную мощность:

$$k_э = \frac{Q_п}{Q_{конд}} \approx 2{,}5 \div 3{,}1.$$

При сопоставлении вариантов компенсирующих устройств на одном из объектов вариант схемы КПИ оказался экономичнее варианта обычной схемы силовых конденсаторов на 33%.

Экономичность схемы КПИ окажется еще выше в районах с дешевой электроэнергией, где в основном и будут размещаться энергоемкие производства с крупными выпрямителями.

Компенсационные преобразователи несколько дороже обычных, так как требуют дополнительного оборудования и площадей. Поэтому на подстанциях с несколькими преобразователями обычно применяется не более одного-двух компенсационных преобразователей, что, как правило, достаточно для улучшения общего коэффициента мощности всей установки. Разрабатывается схема компенсации с тиристорными преобразователями.

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

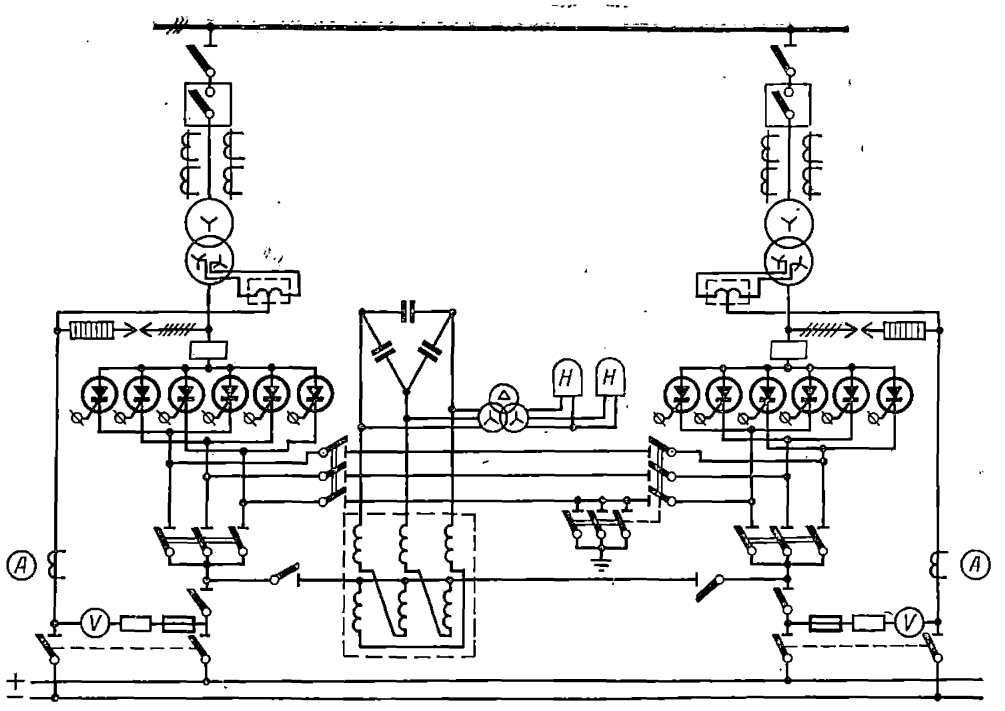


Рис. 9-1. Принципиальная схема компенсационного преобразователя, предложенная КПИ.

чем косинусные конденсаторы, повышают устойчивость системы.

Величина реактивной мощности, генерируемой СД, зависит от их загрузки по активной и реактивной мощности и от относительного напряжения на их зажимах $\dot{U}$. Наибольшее значение реактивной мощности (Мвар), которое может быть получено от СД, определяется по формуле

$$Q_{м} = \alpha_{м} Q_{н} = \frac{\alpha_{м} P_{н} \operatorname{tg} \varphi_{н}}{\eta_{н}}, \qquad (9\text{-}1)$$

где $Q_{н} = \frac{P_{н} \operatorname{tg} \varphi_{н}}{\eta_{н}}$ — номинальная реактивная мощность СД, квар; $P_{н}$ — номинальная активная мощность СД, кВт; $\operatorname{tg} \varphi_{н}$ соответствует номинальному $\cos \varphi$ двигателя; $\eta_{н}$ — к. п. д. двигателя; $\alpha_{м}$ — наибольшая допустимая перегрузка СД по реактивной мощности, зависящая от типа двигателя, относительного напряжения на его зажимах $\dot{U}$ и от коэффициента загрузки по активной мощности.

Примечание. Значения $\alpha_{м}$ и $Q_{н}$ определяются соответственно по табл. 3-1 и П-2—П-5, приведенным в [Л. 9-1].

Так как стоимость СД, в частности тихоходных, незначительно превышает стоимость асинхронных двигателей, то затраты на генерацию ими реактивной мощности Q определяются (в отличие от других способов компенсации) в основном стоимостью связанных в этим дополнительных потерь активной мощности, зависящих от типа, напряжения и мощности СД. Эти дополнительные потери ΔP, кВт, определяются по формуле

$$\Delta P = \frac{D_1}{Q_{н}} Q + \frac{D_2}{Q^2_{н}} Q^2,$$

где Q — реактивная мощность, генерируемая СД; $Q_{н}$ — номинальная реактивная мощность СД, квар; D_1 и D_2 — величины, зависящие от технических параметров двигателя, кВт; $D_1/Q_{н}$ и $D_2/Q^2_{н}$ — удельные потери электроэнергии, кВт/Мвар и кВт/Мвар^2.

Для группы одновременно работающих $n_{д}$ двигателей значение ΔP определяется по формуле

$$\Delta P = n_{д}\left[\frac{D_1 Q}{Q_{н} n_{д}} + \frac{D_2}{Q^2_{н}}\left(\frac{Q}{n_{д}}\right)^2\right] = \frac{D_1}{Q_{н}} Q + \frac{D_2}{n_{д} Q^2_{н}} Q^2, \qquad (9\text{-}2)$$

где Q — реактивная мощность, генерируемая группой однотипных СД.

Если часть реактивной мощности, генерируемой группой однотипных СД, используется другими потребителями, то потери активной мощности в СД определяются по формуле

$$\Delta P = \left(\frac{D_1}{Q_{н}} + \frac{2 D_2 Q_{др}}{n_{д} Q^2_{н}}\right) Q + \frac{D_2}{n_{д} Q^2_{н}} Q^2,$$

где $Q_{др}$ — реактивная мощность, используемая другими потребителями, остальные обозначения см. выше.

Использование тихоходных синхронных двигателей менее выгодно, так как удельные потери в них значительно выше, чем в быстроходных. К недостаткам СД относится невозможность регулирования частоты вращения.

Целесообразно совместное применение конденсаторов с синхронными двигателями (см. ниже). При этом конденсаторы осуществляют в основном компенсацию базисной части суточного графика реактивной нагрузки, а синхронные двигатели главным образом снижают пики графика.

Синхронные компенсаторы (СК). Синхронные компенсаторы на промышленных предприятиях применяются очень редко: на подстанциях, имеющих районное значение, а также иногда на крупных электропечных установках (дуговых и руднотермических). Этот способ компенсации целесообразен при больших мощностях компенсирующих устройств и переменном графике нагрузки по рекомендации или по согласованию с энергосистемой. Основное достоинство этого способа — возможность быстродействующего автоматического плавного регулирования уровня напряжения у потребителя электрической энергии с широкими пределами регулирования.

В периоды малых реактивных нагрузок СК работают как потребители реактивной мощности с отстающим $\cos\varphi$. Это необходимо для поддержания режима работы генераторной электростанции по условиям устойчивости. Недостатками применения СК являются более высокая стоимость, наличие вращающихся частей, относительно высокие удельные потери активной мощности, сложные условия пуска. Решение о применении этого способа компенсации при больших мощностях компенсирующего устройства принимается исходя из технико-экономических соображений с учетом требований энергосистемы в отношении потребной в данной точке сети реактивной мощности, регулирования напряжения, устойчивости работы системы и режима короткого замыкания. Это решение следует принимать в результате технико-экономического сравнения с вариантом применения крупных автоматически управляемых конденсаторных батарей, при которых возможно уменьшение регулировочного диапазона трансформаторов, а в отдельных случаях и отказ от трансформаторов, регулируемых под нагрузкой.

Генераторы. При выборе компенсирующих устройств необходимо определять целесообразную степень использования реактивной мощности работающих генераторов ближайших электростанций. Критерием такой целесообразности является сравнение приведенных затрат на генерацию и передачу реактивной мощности от электростанций $З_г$ с затратами на установку на предприятии конденсаторных батарей $З_{бк}$ необходимой мощности. Затраты на генерацию при этом будут определяться только стоимостью дополнительных потерь в генераторе. В большинстве случаев передача реактивной мощности от генераторов заводских станций или от расположенных в непосредственной близости других местных станций является экономически целесообразной, если это не вызывает увеличения числа или сечения питающих линий, числа устанавливаемых трансформаторов и других затрат по усилению сети.

Воздушные и кабельные линии, токопроводы. Учитывается реактивная мощность, генерируемая воздушными линиями и токопроводами напряжением выше 20 кВ и кабельными линиями напряжением 6 кВ и выше. Генерируемая линиями реактивная мощность $Q_л$ пропорциональна их длине и квадрату напряжения. При определении $Q_л$ можно использовать средние значения генерируемой различными линиями реактивной мощности, приведенные в [Л. 1-19].

Прочие средства компенсации. При надлежащем технико-экономическом обосновании и при отсутствии других средств компенсации можно допустить в виде исключения использование в качестве синхронных компенсаторов имеющихся на предприятиях синхронных генераторов и синхронных двигателей, не работающих по своему прямому назначению.

Однако необходимо иметь в виду, что удельные потери в СД при этом получаются очень большие. При переходе в режим синхронного компенсатора СД не может выдать свою номинальную мощность как чисто реактивную; она составит примерно 60—80% номинальной мощности СД в зависимости от его типа. Поэтому такое использование синхронной машины не по своему прямому назначению является вынужденным решением при дефиците реактивной мощности в энергосистеме и должно быть согласовано с последней.

Синхронизированные асинхронные двигатели не находят применения в качестве средства компенсации реактивной мощности. Их можно допустить лишь в виде исключения на действующих предприятиях с плохим коэффициентом мощности и при загрузке двигателей не более 70% их нормальной мощности. Синхронизированные асинхронные двигатели могут работать как в синхронном, так и в асинхронном режиме и дают возможность регулирования реактивной мощности. Существуют схемы с автоматической и ручной синхронизацией. Недостатками этого способа синхрониза-

ции являются сложность и громоздкость схемы, необходимость установки трансформаторов и селеновых выпрямителей, необходимость синхронизации при пуске, высокий удельный расход активной мощности (0,015—0,07 кВт/квар в зависимости от мощности и загрузки двигателя), возможность применения только для асинхронных двигателей с контактными кольцами.

Применение быстродействующих источников реактивной мощности (ИРМ), необходимых для снижения частых колебаний реактивной мощности при резкопеременных ударных нагрузках, рассмотрено в гл. 7.

9-3. ВЫБОР МОЩНОСТИ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

а) ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ, МЕТОДЫ РАСЧЕТА

Выбор мощности компенсирующих устройств, способов и средств компенсации, распределение компенсирующих устройств между сетями низшего и высшего напряжений и их размещение в соответствующих пунктах сетей производятся на основании технико-экономических расчетов по приведенным затратам в соответствии с принципами, изложенными в гл. 2.

Приведенные затраты на генерацию реактивной мощности в общем случае могут быть определены по формуле [Л. 1-6]

$$З = З_0 + З_1 Q + З_2 Q^2, \qquad (9\text{-}3)$$

где Q — генерируемая реактивная мощность, Мвар; $З_0 = EK$ — постоянная составляющая затрат, не зависящая от генерируемой мощности Q (на отключающую и регулирующую аппаратуру, конструкции и т. п.); $З_1$ — удельные затраты на 1 Мвар генерируемой мощности, руб/Мвар; $З_2$ — удельные затраты на 1 Мвар^2 генерируемой мощности, руб/Мвар^2; E и K — см. гл. 2.

Если для данного ИРМ (например, конденсаторной батареи) приведенные затраты не зависят от Q^2, то $З_2 = 0$ и формула (9-3) примет вид:

$$З = З_0 + З_1 Q. \qquad (9\text{-}4)$$

Если сравниваются два источника реактивной мощности (распространенный случай), по одному из которых приведенные затраты не зависят от Q^2 (например, конденсаторы), а по другому зависят от Q^2 (например, синхронные двигатели), то оптимальные мощности этих источников, Мвар, соответствующие минимуму приведенных затрат, могут быть определены из следующих выражений:

$$Q_д = \frac{З_{к1} - З_{д1}}{2З_{д2}}; \qquad (9\text{-}5)$$

$$Q_к = Q - Q_д, \qquad (9\text{-}6)$$

где $З_{к1}$ и $З_{д1}$ — удельные приведенные затраты, руб/Мвар, соответственно для конденсаторов и двигателей, зависящие от первой степени Q; $З_{д2}$ — удельные приведенные затраты, руб/Мвар^2, для двигателей, зависящие от второй степени Q.

Если одно из полученных значений $Q_д$ или $Q_к$ незначительно, то используется только один из сравниваемых источников реактивной мощности.

Если приведенные затраты по сравниваемым вариантам зависят от первой и второй степени, то мощность, при которой имеет место минимум затрат, определяется по формуле

$$Q = \frac{\lambda - З_1}{2З_2}, \qquad (9\text{-}7)$$

где λ — множитель Лагранжа:

$$\lambda = \frac{2Q + \sum_{i=1}^{n} \frac{З_{1i}}{З_{2i}}}{\sum_{i=1}^{n} \frac{1}{З_{2i}}},$$

где $i = 1, 2, \ldots, n$; $Q = \sum_{i=1}^{n} Q_i$.

Более подробные указания по методике выбора средств компенсации при нескольких ИРМ и расчетные формулы приведены в [Л. 1-6 и 9-1].

Выбор ИРМ должен производиться с учетом дополнительных потерь ΔQ реактивной мощности в электросети (линии, реакторы, трансформаторы), с учетом которых ИРМ должен генерировать мощность $\gamma Q = Q + \Delta Q$. Значение коэффициента γ колеблется от 1 до 1,05.

При анализе полученных расчетных результатов должно быть проверено соответствие их перечисленным ниже техническим требованиям, предъявляемым к компенсирующим устройствам. Должен быть соблюден баланс реактивных мощностей в рассматриваемом узле, обеспечены надлежащий уровень напряжения и пропускная способность сетей; значение генерируемых ИРМ мощностей Q, Мвар, не должно выходить за допустимые пределы: $Q_{макс} \geqslant Q \geqslant Q_{мин}$.

При отклонении указанных параметров от экстремальных должны быть соответственно изменены мощности ИРМ, увеличены сечения

линий и мощности трансформаторов или же соответственно уменьшено значение реактивной мощности, передаваемой по этим элементам сети. При нарушении уровней напряжения используются средства регулирования напряжения. Должны учитываться приведенные затраты, вызываемые изменением потерь активной мощности в линиях и трансформаторах при передаче по ним от ИРМ дополнительной реактивной мощности $Q_{доп}$. Если по сети с реактивной нагрузкой Q (Мвар) потребуется дополнительно передать реактивную мощность $Q_{доп}$ (Мвар), то дополнительные потери в ней ΔP (кВт) составят:

$$\Delta P = (2QQ_{доп} + Q^2_{доп}) \frac{r_c}{U^2_н} \cdot 10^3, \qquad (9\text{-}8)$$

где $U_н$ — номинальное напряжение сети, кВ; r_c — активное сопротивление сети, Ом.

Если же реактивная нагрузка сети Q уменьшится за счет компенсации на $Q_к$, то уменьшение активных потерь, кВт, составит:

$$-\Delta P = (2QQ_к - Q^2_к) \frac{r_c}{U^2_н} \cdot 10^3. \qquad (9\text{-}9)$$

В некоторых случаях приходится учитывать дополнительные затраты на усиление линии и т. п. Следовательно, выбор способов и средств компенсации реактивной мощности из числа перечисленных в § 9-2 производится одновременно и в увязке с выбором других элементов системы электроснабжения для их работы в условиях нормального и послеаварийного режимов, с учетом технических требований, приведенных в § 9-1, а также с учетом динамики роста электрических нагрузок и поэтапного развития системы.

б) ОПРЕДЕЛЕНИЕ СУММАРНОЙ МОЩНОСТИ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Мощность компенсирующих устройств $Q_к$, подлежащих установке на предприятии, определяется по формуле

$$Q_к = Q_м - Q_c,$$

где $Q_м$ — реактивная нагрузка предприятия в режиме наибольших активных нагрузок энергосистемы; Q_c — наибольшее значение реактивной мощности, передаваемое из сети энергосистемы в сеть предприятия в режиме наибольших активных нагрузок энергосистемы, которое задается последним с приближенным учетом потерь электроэнергии также и в сети предприятия [Л. 9-1].

Когда питание предприятия производится от нескольких источников, оптимальные значения Q_c устанавливаются отдельно по каждому источнику. Необходимо иметь в виду, что режимы максимальных реактивных нагрузок предприятия и наибольших активных нагрузок энергосистемы могут не совпадать по времени и при существенных расхождениях в расчеты нужно вносить поправки по результатам анализа графика нагрузки.

По согласованию с энергоснабжающей организацией можно производить выбор мощности компенсирующих устройств или режима их работы по графику нагрузки проектируемого предприятия, если это имеет технико-экономические преимущества и не ухудшает режима работы в питающих электрических сетях энергосистемы.

Для выбора оптимальных режимов работы источников реактивной мощности на предприятии и определения условий регулирования их мощности энергоснабжающей организацией, кроме значения Q_c, в режиме наибольшей реактивной нагрузки задаются также допустимые по техническим условиям значения реактивных мощностей в режиме наименьших активных нагрузок энергосистемы (ночной минимум) и в послеаварийном режиме.

В некоторых случаях может оказаться целесообразной передача из сети предприятия в сеть энергоснабжающей организации излишков реактивной энергии, вырабатываемой компенсирующими устройствами (КУ) предприятия. Это, в частности, может иметь место на крупных энергоемких предприятиях с большим числом синхронных электродвигателей, при наличии заводских ТЭЦ и т. п. Такая передача может быть произведена лишь по согласованию с энергоснабжающей организацией в зависимости от баланса реактивной мощности в данном районе [Л. 9-5]. Режим и график передачи реактивной энергии устанавливаются энергосистемой. Для отдельного учета реактивной энергии, отдаваемой в энергосистему и получаемой от последней, устанавливаются счетчики реактивной энергии со стопорами. Оплата передаваемой из сети предприятия реактивной электроэнергии производится в размере 25% дополнительной ставки двухставочного тарифа при условии соблюдения графика отдачи энергии, заданного энергосистемой.

в) КОМПЕНСАЦИЯ В СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1000 В

При решении вопроса о компенсации реактивной мощности в сетях напряжением до 1000 В следует в первую очередь рассматривать вопрос о технической и экономической целесообразности использования свободной реактивной мощности СД 6—10 кВ, оставшейся после компенсации реактивных нагрузок в сети 6—10 кВ с передачей ее в сеть до 1000 В.

Расчеты показывают, что передача реактивной мощности от СД 6—10 кВ в сеть напряжением до 1000 В, как правило, оказывается невыгодной, если это вызывает увеличение числа понижающих трансформаторов. Объясняется это в основном тем, что стоимость комплектных трансформаторных подстанций очень велика. По этой же причине может оказаться нецелесообразной передача в сеть до 1000 В реактивной мощности от генераторов заводской ТЭЦ.

Минимально возможное число трансформаторов $n_{т0}$, устанавливаемых на данном участке предприятия (при $\cos\varphi$, близком к единице), при трансформаторах одинаковой мощности может быть определено по формуле

$$n_{т0}=\frac{P}{\beta S_н},$$

где P — суммарная активная нагрузка электроприемников напряжением до 1000 В, МВт; $S_н$ — мощность одного трансформатора, МВ·А; β — коэффициент нагрузки трансформатора.

Максимальная реактивная мощность Q, которая может быть передана от СД 6—10 кВ в сеть до 1000 В без увеличения числа трансформаторов $n_{т0}$, выбранного по нагрузке, находится по формуле

$$Q=\sqrt{(n_{т0}\beta S_н)^2-P^2}, \qquad (9\text{-}10)$$

где $S_н$ — номинальная мощность одного трансформатора; β — коэффициент загрузки трансформаторов; P — нагрузка сети 380 В, МВт.

Для решения вопроса о выгодности передачи реактивной мощности из сети 6—10 кВ нужно сравнить приведенные затраты для вариантов без увеличения числа цеховых трансформаторов и с увеличением (на 1—2) их числа по условиям передачи реактивной мощности из сети 6—10 кВ. Затраты для первого варианта определяются как сумма затрат на генерацию реактивной мощности в сети 6—10 кВ и на установку (если потребуется) конденсаторов в сетях до 1000 В, мощность которых определяется из условий баланса реактивных мощностей в этих сетях. Для второго варианта учитываются затраты на установку дополнительных трансформаторов.

Изменение потерь электроэнергии при увеличении числа цеховых трансформаторов, как правило, можно не учитывать, так как при этом потери в сетях и обмотках трансформаторов хотя и несколько уменьшаются, но зато увеличиваются потери холостого хода трансформаторов и результирующее значение снижения потерь незначительно. Поэтому неучет изменений потерь не вносит существенной ошибки в расчеты, так как при разукрупнении цеховых подстанций протяженность сетей 0,38—0,66 кВ, как правило, небольшая.

Для иллюстрации сказанного ниже приведены примеры расчета компенсации и выбора компенсирующих средств в сетях до 1 кВ и выше.

Пример 1. Максимальная реактивная мощность, потребляемая предприятием, составляет $Q_м=9$ Мвар. Реактивная мощность, передаваемая из энергосистемы, $Q_с=3$ Мвар. Нагрузка электроприемников 0,38 кВ: $P=5$ МВт и $Q=5$ Мвар. Стоимость КТП с трансформаторами мощностью $S_н=1$ МВ·А (считая на один трансформатор) $K_т=17$ тыс. руб. Удельная стоимость конденсаторных установок высшего $K_{к.в}$ и низшего $K_{к.н}$ напряжения соответственно: $K_{к.в}=6$ тыс. руб/Мвар; $K_{к.н}=12$ тыс. руб/Мвар. Потери активной мощности в конденсаторах высшего и низшего напряжения: $\Delta P_{к.в}=3{,}5$ кВт/Мвар; $\Delta P_{к.н}=4{,}5$ кВт/Мвар. Стоимость потерь активной мощности $C_м=0{,}05$ тыс. руб/кВт·год. Суммарный коэффициент отчислений на капитальные вложения $E=0{,}223$; $\cos\varphi=0{,}7$. Коэффициент загрузки трансформаторов $k_з=0{,}7$. Для компенсации реактивной мощности с учетом величины, передаваемой из сети энергосистемы, потребуется установка на предприятии конденсаторов мощностью $Q_к=Q_м-Q_с=9-3=6$ Мвар. Рассмотрим два варианта компенсации. При первом варианте вся реактивная нагрузка электроприемников напряжением до 1000 В, равная $Q_{к.н}=5$ Мвар, компенсируется в сети 0,38 кВ. В сети 10 кВ при этом варианте компенсируется реактивная мощность, равная $Q_{к.в}=Q_к-Q_{к.н}=6-5=1$ Мвар.

При втором варианте часть реактивной нагрузки электроприемников до 1000 В компенсируется в сети 10 кВ и часть в сети 0,38 кВ (частичная компенсация); при этом варианте часть реактивной мощности передается из сети 10 кВ в сеть 0,38 кВ.

Удельные приведенные затраты на конденсаторные батареи составляют:

при компенсации в сети 10 кВ $З_{1в}=EK_{к.в}+C_м\Delta P_{к.в}=0{,}223\cdot 6+0{,}05\cdot 3{,}5=1{,}5$ тыс. руб/Мвар;

при компенсации в сети 0,38 кВ $З_{1н}=EK_{к.н}+C_м\Delta P_{к.н}=0{,}223\cdot 12+0{,}05\cdot 4{,}5=2{,}9$ тыс. руб/Мвар.

Минимальное число трансформаторов при первом варианте потребуется

$$n_{т0}=\frac{P}{\beta S_н}=\frac{5}{0{,}7\cdot 1}\approx 7.$$

При втором варианте число трансформаторов увеличивается до восьми. Мощность конденсаторов в сети 0,38 кВ при втором варианте определится по формуле

$$Q'_{к.н}=Q_{к.н}\left(1-\frac{1}{\operatorname{tg}\varphi}\sqrt{\left(\frac{n'_т}{n_{т0}}\right)^2-1}\right)=$$

$$=5\left(1-\frac{1}{1{,}02}\sqrt{\left(\frac{8}{7}\right)^2-1}\right)=2{,}35 \text{ Мвар}$$

(вместо 5 Мвар при первом варианте), где $Q_{к.н}$ — мощность конденсаторов при первом варианте; $n_{т0}$ и $n'_т$ — число трансформаторов, устанавливаемых соответственно при первом и втором варианте; $\operatorname{tg}\varphi$ соответствует $\cos\varphi$ до компенсации.

Исходя из полученного значения $Q'_{к.н}$, принимаем к установке в сети 0,38 кВ восемь конденсаторных батарей по 0,3 Мвар, что составит: $Q'_{к.н}=2{,}4$ Мвар. Следовательно, при втором варианте в сети 10 кВ необходимо предусмотреть установку конденсаторов мощностью $Q_{к.в}=6-2{,}4=3{,}6$ Мвар.

Приведенные затраты составят:
по первому варианту

$$З_{\text{п}} = З_{1\text{н}}Q_{\text{к. н}} + EK_{\text{л}} + З_{1\text{в}}Q_{\text{к. в}} = 2{,}9 \cdot 5 + 0{,}223 \cdot 3 + 1{,}5 \cdot 1 = 16{,}67 \text{ тыс. руб.};$$

по второму варианту

$$З_{\text{п}} = З_{1\text{н}}Q_{\text{к. н}} + E(K_{\text{т}} + K_{\text{л}}) + З_{1\text{в}}Q_{\text{в}} = 2{,}9 \cdot 2{,}4 + 0{,}223\,(17 + 2) + 1{,}5 \cdot 3{,}6 = 16{,}82 \text{ тыс. руб.};$$

здесь $K_{\text{т}}$=17 тыс. руб. и $K_{\text{л}}$=3 тыс. руб. — стоимости соответственно трансформатора и линии к конденсаторной батарее 10 кВ.

Варианты 1 и 2 получились равноценными. Поэтому решение следует принимать исходя из технических соображений. Второй вариант требует дополнительного трансформатора, но при нем меньше более дорогих конденсаторов низшего напряжения. Он более удобен при двухтрансформаторных КТП, так как имеет четное число трансформаторов. При наличии же в системе электроснабжения наряду с двухтрансформаторными также и однотрансформаторных КТП с успехом может быть принят первый вариант.

Пример 2. Во втором примере в сети 10 кВ имеются шесть работающих синхронных двигателей типа СДН по 1,25 МВт; 1000 об/мин; $Q_{\text{н}}$=0,645; cos φ=0,9; $\alpha_{\text{м}}$=1,4; D_1=6,77 кВт; D_2=6,98 кВт.

По заданию энергосистемы на предприятии необходима компенсация реактивной мощности 5 Мвар. Остальные исходные данные те же, что и в примере 1. Наибольшая реактивная мощность, которая может быть получена от СД,

$$Q_{\text{м}} = \alpha_{\text{м}}Q_{\text{н}} = 1{,}4 \cdot 6 \cdot 0{,}645 = 5{,}4 \text{ Мвар}.$$

Примечание. $\alpha_{\text{м}}$ и $Q_{\text{н}}$ приняты по табл. 3-1 и П-3 [Л. 9-1].

Рассмотрим два варианта компенсации реактивных нагрузок в сети 0,38 кВ:

1. Установка конденсаторов $Q_{\text{к.н}}$=2,4 Мвар (см. пример 1).

2. Передача реактивной мощности от СД в сеть 380 В.

Примечание. Для компенсации прочей реактивной нагрузки в сети 10 кВ, равной $Q_{\text{пр}}$=5—2,4=2,6, используются СД.

По первому варианту приведенные затраты $З_1$=2,4·2,9=7 тыс. руб.

По второму варианту потребуется установка двух дополнительных трансформаторов и должны быть учтены потери активной мощности в СД, которые определяются по формуле (см. [Л. 1-6])

$$\Delta P_D = \left(\frac{D_1}{Q_{\text{н}}} + \frac{2D_2Q_{\text{пр}}}{nQ^2_{\text{н}}}\right)Q_{\text{к. н}} + \frac{D_2}{nQ^2_{\text{н}}}Q^2_{\text{к. н}} = \left(\frac{6{,}77}{0{,}645} + \frac{2 \cdot 6{,}98 \cdot 2{,}6}{6 \cdot 0{,}645^2}\right)2{,}4 + \frac{6{,}98}{6 \cdot 0{,}645^2}2{,}4^2 = 76 \text{ кВт}.$$

Приведенные затраты при этом варианте составят:

$З_2 = EK_{\text{т}} + C_{\text{м}} \cdot 76 = 0{,}223 \cdot 2 \cdot 17 + 0{,}05 \cdot 76 = 11{,}4$ тыс. руб.

Принимается первый вариант.

г) КОМПЕНСАЦИЯ В СЕТЯХ 6—10 кВ

Подлежащие компенсации реактивные нагрузки в сетях 6—10 кВ состоят из реактивных нагрузок электроприемников на это напряжение, реактивных потерь в трансформаторах и нескомпенсированных реактивных нагрузок в сетях 0,38—0,66 кВ. При суммировании реактивных нагрузок нагрузки СД и компенсационных преобразователей принимаются с отрицательным знаком. Расчет ведется исходя из реактивных нагрузок $Q_{\text{м}}$ в период максимума энергосистемы, а не предприятия.

В первую очередь следует полностью использовать для компенсации реактивную мощность работающих СД. Если эта мощность недостаточна для полной компенсации, требуемой по заданию энергосистемы, то дополнительно применяются конденсаторы. Оптимальная мощность СД, используемых для компенсации реактивной мощности, определяется по формуле (9-5).

При отсутствии СД компенсация производится при помощи конденсаторных батарей, устанавливаемых в соответствии с § 9-4. При определении приведенных затрат учитывается стоимость потерь в трансформаторах и в линиях при передаче реактивной мощности.

9-4. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТИ КОНДЕНСАТОРОВ В СЕТЯХ

а) ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ

Очень важно правильно распределить мощность компенсирующих устройств, устанавливаемых на различных ступенях электроснабжения, так как от этого зависит экономичность режима работы системы.

Рациональное распределение полученной по расчету реактивной мощности компенсирующих устройств между сетями высшего и низшего напряжений зависит от многих факторов и, в частности, от значения и соотношения мощностей синхронных и асинхронных электродвигателей, установленных в сетях высшего напряжения. При этом следует иметь в виду, что передача реактивной мощности из сети 6—35 кВ в сеть до 1 кВ невыгодна, если это требует увеличения числа установленных трансформаторов (см. § 9-3).

Распределение мощности конденсаторов на разных ступенях электроснабжения высшего и низшего напряжений производится исходя из условия наибольшего снижения потерь активной мощности от реактивных нагрузок, что предопределяет установку относительно большей мощности конденсаторов в местах наибольших реактивных нагрузок и сопротивлений питающих линий и, следовательно, обеспечивает повышение уровня напряжения в большей степени в тех частях сети, где это напряжение ниже. Необходимо отметить, что это не всегда обеспечивает минимум приведенных затрат. Следует иметь в виду также различные капитальные затраты при источниках ре-

активной энергии разной экономичности, которые дают разную ее стоимость, а также расходы на передачу реактивной мощности к месту ее потребления, которые также могут быть различны. В конечном итоге задача решается на основании технико-экономических расчетов по условию минимума приведенных затрат. При варианте с использованием СД также и для регулирования напряжения нужно учитывать стоимость автоматических регуляторов возбуждения.

Для распределения реактивной мощности должны быть известны или намечены основные проектные решения по питательным сетям напряжением до 1000 В: токопроводы, кабели, провода, а также по типам и месторасположению трансформаторных подстанций. Следует учитывать, что чрезмерное разукрупнение мощности конденсаторных установок приводит к значительному увеличению удельных затрат на отключающую аппаратуру, измерительные приборы, конструкции и пр. на один установленный киловольт-ампер (реактивный) батареи и к менее эффективному использованию установленной мощности конденсаторов. Поэтому не рекомендуется применение батарей конденсаторов на напряжение 6—10 кВ единичной мощностью менее 400 квар, если присоединение выполняется с помощью отдельного выключателя. Если же присоединение конденсаторов осуществляется через общий выключатель с силовым трансформатором или другим электроприемником, то оптимальная единичная мощность батареи снижается примерно до 100 квар. В сетях низшего напряжения по этой же причине не рекомендуется применять конденсаторные батареи мощностью менее 30 квар.

Если при распределении конденсаторов в сетях расчетная мощность батареи на отдельных участках получается менее указанных величин, то на этих участках конденсаторы не устанавливаются, а полученная по расчету мощность конденсаторов перераспределяется между близко расположенными другими более мощными батареями путем пропорционального увеличения их мощности.

При решении вопроса о целесообразном размещении конденсаторов приходится считаться с двумя основными противоречащими друг другу факторами: степенью разгрузки элементов сети от реактивной мощности, с одной стороны, и степенью использования конденсаторов и относительной стоимостью конденсаторной установки, т. е. стоимостью одного установленного киловольт-ампера (реактивного) — с другой.

Так, например, при размещении конденсаторов на ГПП или на ЦРП получается хорошее использование конденсаторов, их потребуется меньше, удельная стоимость 1 квар будет самая низкая. Но при этом от реактивной мощности разгружаются только вышерасположенные звенья энергетической системы, и, следовательно, для самого предприятия установка конденсаторов почти никакого эффекта не дает: потери во внутризаводской распределительной сети и в трансформаторах не снижаются и сечения отдельных участков сети и мощности цеховых трансформаторов не могут быть уменьшены.

Индивидуальная компенсация у каждого электроприемника с плохим коэффициентом мощности дает идеальное решение в отношении разгрузки всех элементов системы электроснабжения предприятия и в отношении саморегулирования выработки реактивной энергии, но при этом получается очень малое использование конденсаторов, так как они автоматически отключаются одновременно с электроприемником. В целом по всему предприятию потребуется бо́льшая установленная мощность конденсаторов, так как здесь получается примерно такое же соотношение между мощностями конденсаторов при индивидуальной и централизованной компенсации, как между суммарной установленной активной мощностью всех электроприемников и активной нагрузкой на ГПП. Стоимость компенсации в целом по предприятию в данном случае получается более высокой. Поэтому индивидуальная компенсация также не рекомендуется и может быть допущена к применению лишь в редких случаях, например около крупного электроприемника (двигатель, сварочный аппарат, мощная электропечь) с очень низким коэффициентом мощности и с очень большим числом часов работы в году. При таком совпадении обстоятельств индивидуальная компенсация может оказаться оправданной технически и экономически.

Исходя из изложенных принципов ниже приведены рекомендации по размещению конденсаторов в сетях высшего и низшего напряжения.

б) РАЗМЕЩЕНИЕ КОНДЕНСАТОРОВ В СЕТЯХ 6—10 кВ

Конденсаторы на напряжение 6—10 кВ рекомендуется устанавливать на цеховых подстанциях, имеющих распределительное устройство 6—10 кВ, или на распределительных пунктах.

При такой установке конденсаторов от реактивной мощности разгружаются питательные сети высшего напряжения, трансформаторы ГПП и сеть энергетической системы. Целесообразна также установка конденсато-

ров на вторичном напряжении ПГВ 110—220 кВ, которые в данном случае выполняют функции РП и от которых непосредственно производится распределение электроэнергии по цеховым бесшинным подстанциям.

Не рекомендуется централизованная компенсация на крупных ГПП 110—220 кВ, от которых энергия распределяется через промежуточные РП 6—10 кВ по соображения, изложенным в § 9-4, п. «а». Ее можно допустить лишь в редких случаях при наличии серьезных обоснований.

Не рекомендуется также устанавливать конденсаторы напряжением 6—10 кВ на бесшинных цеховых подстанциях, не имеющих распределительного устройства 6—10 кВ, т. е. на тех подстанциях, где трансформаторы присоединены наглухо или только через разъединитель, так как присоединение конденсаторных батарей к этим подстанциями вызовет их усложнение и удорожание.

в) РАЗМЕЩЕНИЕ КОНДЕНСАТОРОВ В СЕТЯХ 380—660 кВ

Нерегулируемые конденсаторные батареи на напряжение 380—660 В, как правило, следует устанавливать на цеховых распределительных пунктах или присоединять к магистральным токопроводам при условии, что окружающая среда не препятствует такой установке. При этом необходимо соблюдать все требования ПУЭ и правила пожарной безопасности. Такая установка дает значительно лучшее использование конденсаторов, чем при индивидуальной компенсации, и в то же время разгружает питательную сеть и трансформаторы заводских подстанций. Место установки регулируемых конденсаторных батарей в сетях напряжением до 1000 В следует выбирать с учетом требований регулирования напряжения или регулирования реактивной мощности.

Централизованная установка конденсаторов напряжением до 1000 В на подстанциях с присоединением к распределительному щиту или к головному участку шинной магистрали нецелесообразна с точки зрения уменьшения потерь и снижения стоимости установки. Такая установка может быть применена лишь в тех случаях, когда размещение конденсаторов в цехе недопустимо по условиям пожарной безопасности и в то же время имеется необходимость в разгрузке силового трансформатора на подстанции. В этих случаях нужно произвести уточнение целесообразной мощности конденсаторов напряжением до 1000 В по сравнению с конденсаторами напряжением выше 1000 В.

При выборе цеховых конденсаторных батарей (БК) следует стремиться (в пределах их типажа), чтобы их мощность была близка к реактивным нагрузкам цехового РП, к которому присоединена эта батарея, так как это дает наибольший экономический эффект от снижения потерь энергии в сети.

Распределение мощностей конденсаторов по соответствующим пунктам радиальной сети (рис. 9-2,*а*) производится по формуле

$$Q_{\text{к}i} = \frac{Qr_{\text{э}}}{r_i},$$

где $Q_{\text{к}i}$ — искомая реактивная мощность БК в данном пункте, Мвар; Q — суммарная распределяемая реактивная мощность, Мвар; r_i — сопротивление радиальной линии, питающей данный пункт, Ом; $r_{\text{э}}$ — эквивалентное сопротивление сети, Ом, определяемое по формуле

$$r_{\text{э}} = \frac{1}{\frac{1}{r_1}+\frac{1}{r_2}+\frac{1}{r_3}+\ldots+\frac{1}{r_i}}.$$

При распределении мощностей конденсаторов в магистральных сетях, в частности при присоединении БК к магистральным токопроводам, в большинстве случаев можно пренебречь потерями энергии в ответвлениях r_1, r_2 и т. д. от магистрали к БК, так как их длина обычно невелика. На рис. 9-2, *б* приведен пример распределения мощностей конденсаторов при присоединении их к токопроводам 380—660 В. Требуется определить мощности БК,

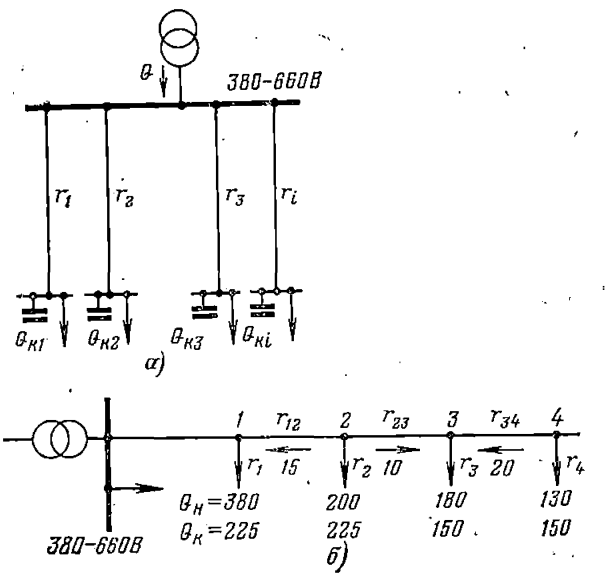


Рис. 9-2. Распределение мощности конденсаторов в сетях низкого напряжения.
а — при радиальной схеме; *б* — при магистральной схеме.

присоединенных в точках *1*, *2*, *3* и *4* токопровода при суммарной реактивной мощности $Q=770$ квар.

Распределение реактивных нагрузок $Q_п$ и конденсаторных батарей приведено на рис. 9-2, *б*. Применены стандартные батареи по 225 и 150 Мвар на суммарную мощность 750 Мвар.

Если нельзя пренебречь потерями электроэнергии в ответвлениях от магистрали, то определение эквивалентного сопротивления $r_э$ производится по формуле сложения двух параллельно соединенных сопротивлений. Так, например, эквивалентное сопротивление в узловой точке *3* рис. 9-2, *б* определится по формуле

$$r_{э3}=\frac{r_3(r_{34}+r_4)}{r_3+r_{34}+r_4}.$$

Пример распределения конденсаторов при магистральной схеме с учетом потерь электроэнергии в ответвлениях приведен в [Л. 1-9] на стр. 236—237.

Для небольших электроустановок, присоединяемых к действующим сетям 6—10 кВ, как правило, экономически целесообразна полная компенсация реактивной мощности на вторичном напряжении до 1000 В.

9-5. СХЕМЫ СОЕДИНЕНИЙ, КОММУТАЦИЯ, ЗАЩИТА

а) СХЕМЫ СОЕДИНЕНИЙ

Схемы соединений конденсаторных установок зависят от их назначения, напряжения и мощности.

При проектировании конденсаторных установок принимаются наиболее простые и экономичные схемные и конструктивные решения. Применяются схемы с групповой защитой конденсаторов.

Основными и наиболее распространенными являются схемы присоединения конденсаторных батарей через отдельные выключатели при напряжении 6—10 кВ к шинам подстанций (рис. 9-3, *а*, *б*) или через рубильники или автоматы к цеховой сборке при напряжении 0,38 кВ. Работа батареи при этих схемах не зависит от работы других электроприемников (трансформаторов, двигателей). Схема рис. 9-3, *а* применяется для батарей мощностью более 400 квар, схема рис. 9-3, *б* — для батарей меньшей мощности.

Схемы рис. 9-3, *в* применяются очень редко, в основном при индивидуальной компенсации реактивной мощности электродвигателей. Они дешевле схем рис. 9-3, *а* и *б*, но их осуществление иногда вызывает конструктивные затруднения. Они могут быть применены при установке батарей на работающей подстанции, когда нет свободной камеры в распределительном устройстве и возможно подсоединение только под общий выключатель с трансформатором. На ответвлении к батарее устанавливается разъединитель, дающий возможность производить ревизию или ремонт батареи, не нарушая работу двигателя или трансформатора. Схему рис. 9-3, *б* с выключателями нагрузки ВН применяют в тех случаях, когда коммутационная способность ВН достаточна по параметрам сети и броскам тока при включении батареи конденсаторов.

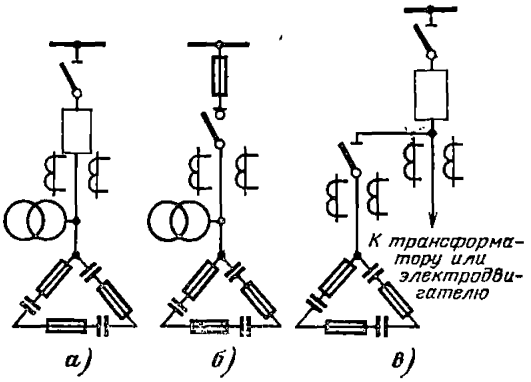


Рис. 9-3. Принципиальные схемы присоединения конденсаторных батарей на напряжение 6—10 кВ.

а — присоединение к сборным шинам подстанции через выключатель; *б* — то же через выключатель нагрузки; *в* — присоединение батареи через общий выключатель с трансформатором или электродвигателем.

В трехфазных конденсаторных батареях емкости между фазами обязательно должны быть одинаковы. Поэтому батареи и их секции или трехфазные группы, состоящие из однофазных конденсаторов, должны иметь одинаковое число конденсаторов в каждой из однофазных групп, и это нужно учитывать при проектировании. Полное выравнивание емкостей однородных групп делается при монтаже.

Однофазные конденсаторы в трехфазных батареях соединяются в треугольник или в звезду. Может быть применено также последовательное или параллельно-последовательное соединение однофазных конденсаторов в каждой фазе трехфазной конденсаторной батареи. В отечественных конденсаторных установках в большинстве случаев применяется соединение однофазных конденсаторов в треугольник, так как шкала номинальных напряжений выпускаемых однофазных конденсаторов не дает возможности осуществить схему звезды. Схему соединения в звезду (рис. 9-4) можно получить при комплектовании конденсаторных батарей 3—10 кВ из однофазных конденсаторов напряжением 0,66 и

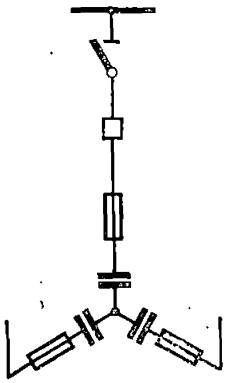


Рис. 9-4. Схема конденсаторной батареи с соединением конденсаторов в звезду.

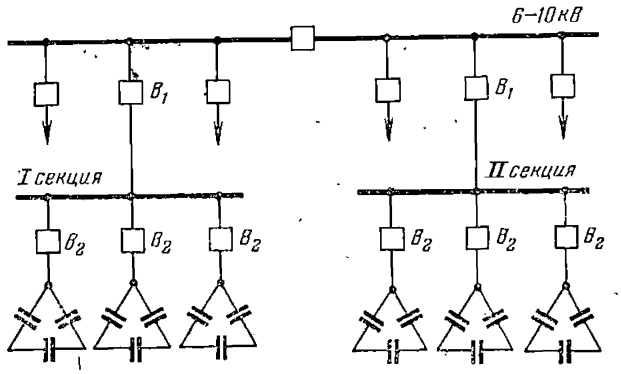


Рис. 9-5. Секционированная схема конденсаторной установки.

1,05 кВ с последовательно-параллельным соединением их в фазе. На относительно крупных конденсаторных установках или при необходимости регулирования реактивной мощности применяются секционированные схемы с подразделением конденсаторной установки на несколько секций.

Секционированные схемы дают также возможность поочередного осмотра или ремонта секций без полного отключения всей конденсаторной установки.

Число секций, необходимых для регулирования конденсаторных установок, зависит от требуемого количества ступеней регулирования (см. ниже). На рис. 9-5 представлена экономичная секционированная схема с тремя конденсаторными батареями на каждой секции. Каждая секция подключена к шинам через выключатель B_1, рассчитанный на отключение полной мощности короткого замыкания. Выключатели же B_2 в цепях конденсаторных батарей не рассчитаны на это и служат лишь для переключений при автоматическом регулировании конденсаторной установки. При аварии на какой-либо батарее сначала отключается выключатель B_1, затем подается импульс на отключение выключателя B_2 поврежденной части, после чего вновь включается выключатель B_1 и восстанавливается питание оставшихся батарей секции. Выключатель B_2 может быть вакуумный или элегазовый. Если выключатели B_2 выбрать на полную мощность короткого замыкания, то эксплуатация и релейная защита упростятся, но установка в целом удорожится.

При необходимости включения конденсаторных батарей на напряжение выше 10 кВ следует для получения необходимого напряжения и мощности применять последовательное или параллельно-последовательное соединение однотипных конденсаторов 10 кВ в каждой фазе по схемам треугольника или звезды с устройством дополнительной изоляции конденсаторов между разными фазами, между последовательно включенными конденсаторами и конденсаторов от земли. При этом число последовательно включенных групп конденсаторов должно быть минимальным, а число параллельных конденсаторов в группе максимальным. При такой схеме снижается наряжение на оставшихся в работе конденсаторах после повреждения одного (или более) из них в последовательной группе. При большом числе последовательных групп труднее равномерно распределить напряжение по группам и избежать перегрузки их по напряжению, а также обеспечить надежную защиту конденсаторной установки.

На рис. 9-6 приведена схема соединения конденсаторов напряжением 10,5 кВ в группы по две последовательно, а эти группы — в звезду для применения их в установках на напряжение 35 кВ. При такой схеме каждый конденсатор будет под напряжением $\frac{35}{\sqrt{3}\cdot 2} = 10{,}12$ кВ. Схема позволяет применить конденсаторы 10,5 кВ на напряжении 35 кВ при устройстве дополнительной изоляции конденсаторов, упомянутой выше.

На рис. 9-7 представлены схемы коммутации конденсаторных батарей напряжением 0,38—0,66 кВ, которые главным образом присоединяются к цеховым групповым щиткам или к токопроводам и в отдельных случаях к шинам вторичного напряжения цеховых подстанций. Схема рис. 9-7, *в* предназначена для автоматически регулируемых батарей; схема рис. 9-7, *б* может применяться как при автоматическом регулировании конденсаторных установок на предприятии, так и при от-

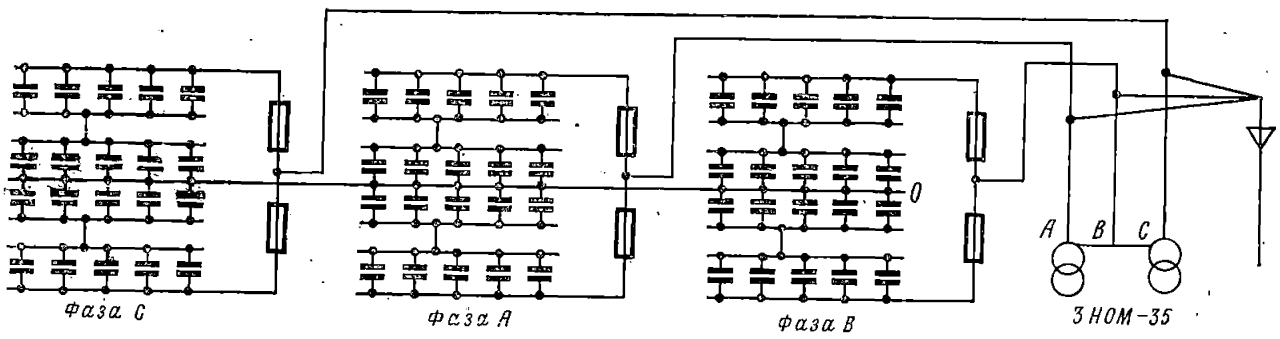


Рис. 9-6. Схема соединения конденсаторов напряжением 10,5 кВ при применении их в электроустановках 35 кВ.

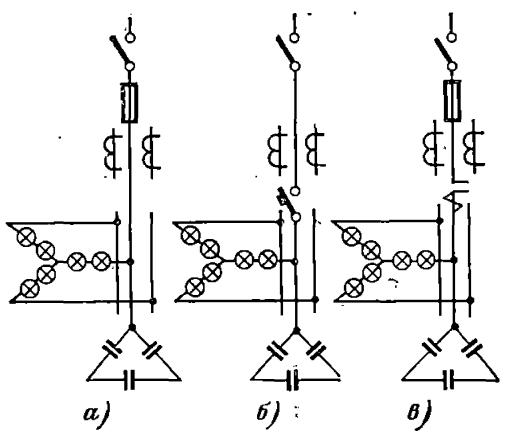


Рис. 9-7. Принципиальные схемы присоединения конденсаторных батарей на напряжение 0,38—0,66 кВ.

а — присоединение через рубильник и предохранители; *б* — присоединение через автомат; *в* — присоединение через рубильник, предохранители и контактор.

сутствии такого регулирования; схема рис. 9-7, *а* применяется при отсутствии автоматического регулирования. Имеется также схема подключения конденсаторов напряжением 6—10 кВ к шинам 0,38 кВ подстанций через отдельный повысительный трансформатор; она позволяет применить более дешевые конденсаторы. При этой схеме уменьшается реактивная нагрузка основного (силового) понизительного трансформатора и увеличивается его пропускная способность. Однако стоимость установки отдельного дополнительного трансформатора увеличивает капитальные затраты и суммарные потери по всей электроустановке и делает этот вариант неэкономичным. Поэтому такая схема не применяется и здесь не приводится.

б) ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ ПРИ КОММУТАЦИИ КОНДЕНСАТОРНЫХ БАТАРЕЙ И ВЫБОР АППАРАТОВ

При включении и переключении конденсаторов возникают переходные процессы, характеризующиеся перенапряжениями и кратковременными бросками тока, достигающими значительной величины, многократно превышающей номинальный ток батарей.

Значение броска тока зависит от мощности батареи и параметров сети, в которую она включается. Бросок тока будет тем больше, чем выше ток короткого замыкания в данной точке сети (см. приведенные ниже формулы). Особенно большой бросок тока получается при включении батареи или ее секции на параллельную работу с уже работающими другими батареями или секциями. Эти токи могут оказаться значительно большими, чем при включении только одной отдельной батареи.

Переходные процессы, возникающие при включении батарей, еще недостаточно изучены и не проверены в достаточной степени экспериментально. Имеется несколько эмпирических ориентировочных формул для определения броска тока при включении конденсаторной батареи в сеть, которые иногда дают значительные расхождения.

В [Л. 9-2] приведена следующая формула для определения броска тока при включении отдельной батареи:

$$i_м = a\sqrt{\frac{3}{2}} I_н \sqrt{\frac{S_к}{Q_к}},$$

где $i_м$ — максимальное значение тока включения (бросок); $I_н$ — номинальный (рабочий) ток конденсаторной батареи; $S_к$ — мощность короткого замыкания в месте установки батареи; $Q_к$ — номинальная мощность батареи; a — коэффициент затухания контура (для сети среднего напряжения может быть принят равным 0,7—0,9).

На рис. 9-8 приведена зависимость кратности $i_м/I_н$ от отношения $S_к/Q_к$ для разных значений коэффициента затухания a.

В [Л. 9-3] для определения броска тока при включении отдельной батареи дается следую-

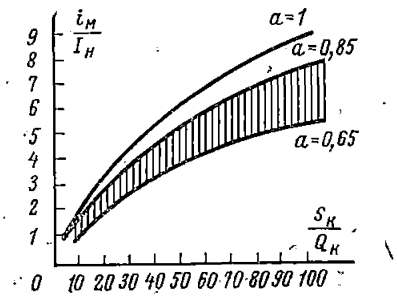


Рис. 9-8. Зависимость отношения тока включения $i_м$ конденсаторной батареи к его номинальному значению $I_н$ от отношения мощности короткого замыкания $S_к$ в точке установки батареи к ее номинальной мощности $Q_к$ и от коэффициента затухания сети a.

щая формула:

$$i_м = I_0\left(1 + \sqrt{\frac{S_к}{Q_к}}\right),$$

где I_0 — амплитудное значение тока в установившемся режиме, за которое следует принимать номинальный рабочий ток батареи.

Исследования показали, что броски тока и перенапряжения при протекании переходных процессов при коммутировании отдельных, не связанных с другими конденсаторных батарей не представляют, как правило, опасности для конденсаторов и другого электрооборудования. При коммутационных операциях с параллельно работающими конденсаторными батареями или их секциями, в частности при автоматическом регулировании реактивной мощности, положение осложняется.

При включении конденсаторной батареи или секции на параллельную работу с другими уже работающими батареями или секциями последние разряжаются на вновь включаемую батарею или секцию, что вызывает колебания в контуре, состоящем из индуктивности ошиновки между батареями и включенными последовательно емкостями вновь включаемой и работающей батарей. Бросок тока получается значительно больше, чем при включении отдельной батареи.

В [Л. 9-3] приведена следующая приближенная формула для определения броска тока при включении батареи C_2 параллельно с уже работающей батареей C_1 при небольшой индуктивности ошиновки между этими батареями:

$$i_м = \sqrt{2}U\sqrt{\frac{C_t}{L_2}},$$

где L_2 — индуктивность ошиновки между батареями C_1 и C_2, Г; $C_t = \frac{1}{\frac{1}{C_1} + \frac{1}{C_2}}$ — суммарная емкость цепи (обе емкости соединены последовательно), Ф.

Если батарея C_2 до включения была заряжена до напряжения, равного по значению и противоположного по полярности напряжению сети, то ток включения увеличится вдвое.

Опыт эксплуатации показал, что при параллельном включении конденсаторных батарей бросок тока в 20—250 раз больше тока батареи в установившемся режиме [Л. 9-3, стр. 118]. Однако в большинстве случаев даже для очень мощных конденсаторных батарей $i_м$ оказывается меньше тока отключения короткого замыкания выключателя [Л. 9-3] и лишь в отдельных случаях может превысить его [Л. 9-2].

Испытания за рубежом в сетях 10—20 кВ (журнал ETZ № 1,1/1 1957 г., статья Иоганна Витера) показали, что броски тока при включении крупных (900—2000 квар) конденсаторных батарей находились в допустимых пределах, перенапряжения также не достигали больших величин и не представляли опасности для выключателей и для конденсаторов. При параллельном включении батарей и незначительной индуктивности переходный ток может достигнуть значительной величины. При отключении батарей перенапряжения доходили до 2,5-кратной амплитуды фазного напряжения и в отдельных особо неблагоприятных условиях были еще выше; часто имели место повторные зажигания дуги. Дополнительные сопротивления значительно облегчают отключение и включение выключателей, уменьшают толчки тока и снижают значения перенапряжений. Испытания показали, что значения активных сопротивлений примерно 0,2—0,8 отключаемого емкостного сопротивления ограничивают до безопасных значений перенапряжения, обусловленные повторными зажиганиями в процессе отключения, и броски токов высокой частоты, возникающие в цепи между включенной и включаемой конденсаторными батареями. Наличие кабельной вставки длиной около 100 м в воздушной линии длиной 10 км вызывает при отключении конденсаторных батарей дополнительные колебания. Значение перенапряжения может при этом достигнуть 4,2-кратной амплитуды междуфазного напряжения. Неблагоприятное влияние на процесс отключения оказывают трансформаторы напряжения, служащие для разряда батарей и включенные между батареей и землей. Рекомендуется для разряда применять два однофазных трансформатора напряжения и соединять их открытым треугольником, чтобы избежать образования колебательного контура относительно земли. В США проводились многочисленные испытания различных выключа-

телей на отключение очень мощных конденсаторных батарей (5—50 Мвар). Выяснилось, что отключение одной батареи не представляет затруднений. При отключении батареи, электрически связанной с другими работающими батареями, условия отключения труднее, так как скорость освобождения энергии дуги при повторном зажигании может быть много больше, чем при отключении тока короткого замыкания, на который рассчитан выключатель, особенно если батареи расположены на небольшом расстоянии друг от друга. Опыт эксплуатации со встроенными сопротивлениями в общем оказался успешным.

В ПУЭ указывается, что при параллельном включении батарей при малом индуктивном сопротивлении между включаемой и работающей батареями, например при включении на одну и ту же систему шин, выключатель батареи проверяется по гарантированному заводом амплитудному значению тока включения.

В случае необходимости ПУЭ рекомендуют принимать меры по снижению броска тока в момент включения батареи на параллельную работу при помощи шунтирующих активных сопротивлений. В литературе имеются указания о применении выключателей, имеющих запас по номинальному току около 50% по отношению к номинальному току батареи. В качестве общего вывода можно отметить, что, как это показывает практика, броски тока при включении даже мощных конденсаторных батарей не превосходят, как правило, ударного тока короткого замыкания, выдерживаемого обычно применяемыми сетевыми выключателями. При отключении батареи броски тока и перенапряжения могут оказаться более значительными, особенно при недостаточном быстродействии. Поэтому очень важно правильно выбрать коммутирующий аппарат и защиту, особенно для конденсаторных батарей на напряжение более 1000 В.

В связи с изложенным к выключателям для управления конденсаторными установками предъявляются специальные требования ввиду специфических условий их работы. Должны применяться специальные быстродействующие выключатели, имеющие повышенную износостойкость контактной и механической частей и допускающие частые и быстрые переключения. Эти выключатели должны обладать большой скоростью размыкания и замыкания контактов, чтобы избежать повторных зажиганий дуги при неразряженной конденсаторной батарее, которые могут вызвать перенапряжения до трех-пятикратных значений номинального напряжения. Обычные масляные и воздушные выключатели не удовлетворяют полностью всем требованиям для коммутации емкостных нагрузок. За рубежом применяются для этого выключатели со специальными гасительными камерами или с дополнительными шунтирующими сопротивлениями. Наиболее пригодны и перспективны для этой цели вакуумные выключатели (см. § 8-3), но они маломощны и не могут быть применены в качестве основных коммутирующих аппаратов. Они применяются пока лишь для секционирования конденсаторных установок и регулирования их мощности в схемах, подобных представленной на рис. 9-5, когда им не приходится отключать ток короткого замыкания, и выбираются исходя примерно из 1,5-кратного номинального тока секции конденсаторной батареи. Такой вакуумный выключатель нагрузки типа ВНВ-10/320 изготовляется для внутренней установки на напряжение 6—10 кВ и номинальный ток 320 А. Его динамическая устойчивость 70 кА, термическая 30 кА при 0,3 с, число срабатываний без замены камеры до 30 000, ход контактов 4 мм, время включения 0,015 с. За рубежом для коммутации конденсаторных батарей успешно применяются также элегазовые выключатели, время отключения которых около 0,01 с, что исключает повторные зажигания при коммутации конденсаторных батарей. Опытные образцы таких выключателей изготовлены и проверялись в ВЭИ при напряжении до 35 кВ.

Пригодными для регулирования конденсаторных батарей являются быстродействующие бесконтактные тиристорные выключатели, упомянутые в § 8-3.

При применении обычных малообъемных выключателей на напряжение 6—10 кВ, перечисленных в § 8-3, не рассчитанных на чисто емкостную нагрузку, их следует выбирать с запасом по номинальному току не менее чем на 50%, так как износостойкость контактов у этих выключателей недостаточна при частых операциях и требуется частая замена контактной системы. Практика применения таких выключателей для конденсаторных батарей мощностью до 2500 квар в режимах включения и отключения на параллельную работу выявила удовлетворительные результаты. Результаты испытаний в ВЭИ показали, что выключатель ВМП 10-1000/500 надежно коммутирует токи конденсаторных батарей указанной мощности без повторных зажиганий и перенапряжений.

Следует стремиться к максимальному быстродействию защиты на выключателях конденсаторных батарей и не применять ручного управления, так как при этом скорость движения рабочих контактов может быть замедленаа, это может вызвать увеличение числа повторных зажиганий и связанных с этим бро-

ков тока и привести к разрушению гасительной камеры из-за большого внутреннего давления.

Выключатели нагрузки типа ВНП для конденсаторных батарей, как правило, применять не следует. Их можно допустить в виде исключения для обособленных батарей мощностью не более 400 квар (см. п. 4.15 СН174-67) при условии, что броски тока при включении батареи невелики. Для включения на параллельную работу их применять не следует.

Если конденсаторная батарея делится на секции при помощи разъединителей, то разъединители снабжаются блокировкой с выключателем всей батареи, которая не позволяет производить оперирование разъединителями под нагрузкой.

Конденсаторные установки напряжением до 1000 В также предъявляют повышенные требования к выключателям. Необходимы аппараты, рассчитанные на частое (до 20—30 операций в сутки) коммутирование чисто емкостной нагрузки в диапазоне 300—800 А при автоматическом регулировании. При этом могут быть применены обычные автоматы А-3700 или контакторы: КТУ-4; КТ6043 с предохранителями, которые следует выбирать с запасом по току не менее 50%, так как они рассчитаны для коммутации индуктивной, а не емкостной нагрузки.

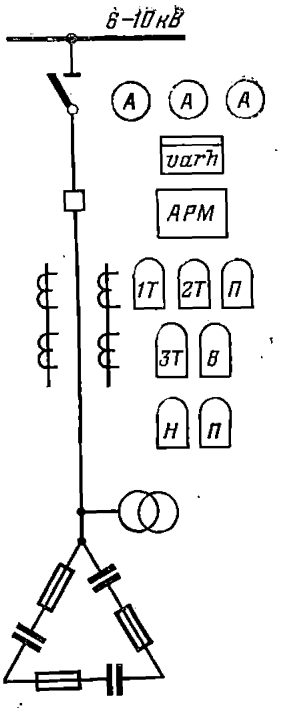


Рис. 9-9. Релейная защита и измерения в конденсаторных установках 6—10 кВ.

в) ЗАЩИТА, ИЗМЕРЕНИЯ, УЧЕТ

1. Защита. Для конденсаторных установок 6—10 кВ предусматриваются следующие виды защит (рис. 9-9):

от короткого замыкания и от перегрузки без выдержки времени (общая для всей установки);

от короткого замыкания в конденсаторах при отсутствии встроенной индивидуальной защиты;

от повышения напряжения, если возможно его повышение более 110% номинального;

от однофазных замыканий на землю при токе замыкания 20 А и более;

от перегрузки токами высших гармоник при наличии их в сети.

Уставка максимальной защиты принимается примерно вдвое большей номинального тока конденсаторной установки в целях отстройки от тока включения и тока разряда батареи, вызываемых переходными процессами. При регулируемых конденсаторных установках (см. рис. 9-5) токовая защита устанавливается на каждой секции; она действует на главный выключатель с отключением всей установки и с последующим восстановлением питания неповрежденных секций. При присоединении конденсаторной установки под общий выключатель с электродвигателем, трансформатором и др. на КУ устанавливается отдельный комплект защиты с действием на головной выключатель в соответствии с изложенным выше.

Так как конденсаторы 6—10 кВ не имеют встроенной индивидуальной защиты, то у каждого конденсатора устанавливаются быстродействующие токоограничивающие предохранители типа ПК необходимой разрывной мощности для защиты при повреждениях и коротких замыканиях внутри конденсатора во избежание его разрушения от возникающей дуги. Предохранители должны быть рассчитаны на броски тока при включении конденсатора, на максимальный разрядный ток, протекающий от неповрежденных конденсаторов к поврежденному, и на обычные колебания нагрузки при работе конденсаторной установки. Исходя из этих условий ток плавкой вставки предохранителя выбирается не менее: при номинальном токе предохранителя свыше 30 А 150% номинального тока конденсатора, а при номинальном токе предохранителя до 30 А 200%, так как плавкие вставки с большими номинальными токами легче выдерживают переходные токи включения конденсаторов. Ниже приведены рекомендации по выбору плавких

вставок предохранителей для индивидуальной защиты однофазных конденсаторов 6—10 кВ.

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

Наиболее целесообразны и удобны применяемые за рубежом малогабаритные предохранители, устанавливаемые одним концом непосредственно на изоляторе конденсатора, а другим концом прикрепляемые к шинам. При выборе индивидуальной защиты конденсаторов должна обеспечиваться селективность ее работы с общей защитой всей конденсаторной установки.

Конденсаторы на напряжения до 1000 В имеют индивидуальные встроенные предохранители. Поэтому для КУ на этом напряжении необходима только общая защита (см. рис. 9-7). При применении для общей защиты предохранителей ток плавкой вставки определяется по формуле

$$i_в \leqslant 1{,}6n\frac{Q_к}{\sqrt{3}U_л},$$

где $i_в$ — ток плавкой вставки, А; n — общее количество конденсаторов в установке (во всех фазах), шт.; $Q_к$ — номинальная мощность одного однофазного конденсатора, квар; $U_л$ — линейное напряжение, кВ.

Автоматический выключатель при защите конденсаторов должен иметь комбинированный расцепитель, обеспечивающий защиту от перегрузки и максимальную с плавной регулировкой тока. Уставка тока $i_у$ выбирается исходя из перегрузочной способности конденсатора и не должна превышать 130% $I_{н.к.}$

Она определяется по аналогичной формуле

$$i_у \leqslant 1{,}3n\frac{Q_к}{\sqrt{3}U_л}.$$

Обозначения те же, что и в предыдущей формуле.

При подключении конденсаторных батарей к сетям с источниками высших гармоник следует проверять вероятность перегрузки конденсаторов по току в резонансных или близких к ним режимах и предусматривать необходимые мероприятия по предотвращению резонансных явлений, рекомендованные в § 7-8 и в [Л. 9-4].

2. Измерения и учет. Для измерения тока и контроля равенства емкостей в цепи конденсаторной установки предусматриваются три амперметра или же один амперметр с переключателем. Для небольших КУ мощностью до 400 квар допускается установка одного амперметра. При подключении КУ по схеме рис. 9-3,*в* предусматривается отдельное измерение тока в цепи КУ. Для измерения напряжения вольтметр может быть подключен к вторичной обмотке трансформатора напряжения, служащего для разряда (см. рис. 9-10), или же к шинам распределительного устройства через отдельный трансформатор напряжения. Последнее более целесообразно, так как позволяет измерять напряжение в сети при отключенной КУ.

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

г) РАЗРЯД

В схемах конденсаторных установок предусматриваются специальные индуктивные или активные сопротивления, подключенные параллельно конденсаторам. Эти сопротивления называются разрядными и необходимы для быстрого разряда конденсаторов сразу же после их отключения. Без этих разрядных сопротивлений остающееся на зажимах отключенной батареи напряжение будет представлять опасность для обслуживающего персонала, так как естественный саморазряд конденсаторов происходит очень медленно. Кроме того, при включении в сеть неразрядившегося конденсатора может получиться большой бросок тока, значительно превышающий ток включения полностью разряженного конденсатора.

В секционированных конденсаторных установках на каждой секции с отдельным вы-

ключателем предусматривается отдельное разрядное сопротивление.

Значение разрядного сопротивления, Ом, определяется по формуле

$$R = 15\frac{U^2_{ф}}{Q_к}\cdot 10^6,$$

где $U_ф$ — фазное напряжение, сети, кВ; $Q_к$ — мощность конденсаторной батареи, квар.

Значение разрядного сопротивления выбирается таким образом, чтобы потери активной мощности в сопротивлениях при номинальном напряжении не превышали 1 Вт/квар.

Соединение разрядных сопротивлений в трехфазных конденсаторных батареях можно выполнить по трем схемам: треугольника, открытого треугольника, звезды. Соединение по схеме треугольника наиболее надежно, так как при обрыве одной фазы эта схема превращается в открытый треугольник и, следовательно, сохраняется возможность разряда всех трех фаз конденсаторной батареи, чего нет при других схемах. Однако в отечественных конденсаторных установках на напряжение 6—10 кВ применяют обычно два трансформатора напряжения, соединенные по схеме открытого треугольника (рис. 9-10) во избежание образования колебательного контура (см. выше), увеличивающего перенапряжения при включении батареи. Для контроля целости цепи разряда применяются неоновые лампы, включенные во вторичные обмотки трансформаторов напряжения. К этим же обмоткам присоединяются измерительные приборы и реле.

Для разряда батарей 380 В обычно применяют лампы накаливания на напряжение 220 В. Чтобы увеличить срок их службы и уменьшить потребляемую ими мощность, лампы соединяют попарно последовательно и три такие группы включают в звезду (рис. 9-10,*б*).

Газосветные (например, неоновые) лампы не обеспечивают полного разряда батареи и для этой цели не применяются.

Наилучшим решением является применение конденсаторов со встроенными разрядными сопротивлениями, которые у конденсаторов на напряжение 380 В устанавливаются снаружи между выводами конденсатора, а у конденсаторов 6—10 кВ внутри в верхней части бака конденсатора.

При присоединении батареи под общий выключатель с двигателем или трансформатором разряд происходит на их обмотки и специальных разрядных сопротивлений не требуется.

В цепи между конденсаторной батареей и разрядными сопротивлениями не ставится никаких коммутационных аппаратов, и трансформаторы напряжения, служащие для разряда батареи, не имеют предохранителей.

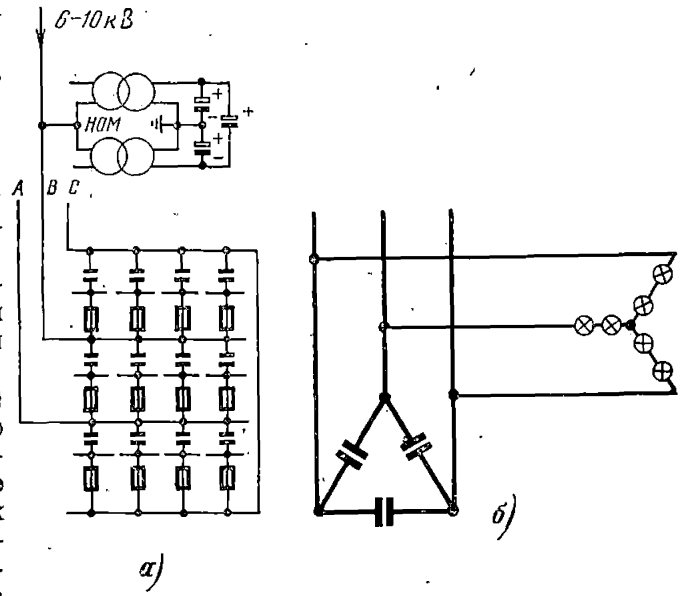


Рис. 9-10. Схемы разряда конденсаторной батареи.
а — при напряжении 6—10 кВ; *б* — при напряжении 380—220 В.

Оперирование разъединителем, включенным на ответвлении к батарее, присоединенной через общий выключатель с двигателем или трансформатором (см. рис. 9-3,*в*), разрешается только при снятом напряжении, т. е. после предварительного кратковременного отключения выключателя.

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

Опыт эксплуатации показывает, что в ряде случаев потери в разрядных сопротивлениях значительно (в 4—6 раз) превышают нормированную величину 1 Вт/квар, что в основном происходит из-за неправильного подбора ламп.

Поэтому ПУЭ рекомендуют для конденсаторных установок напряжением до 1000 В схемы без постоянно включенных разрядных сопротивлений с автоматическим присоединением последних в момент отключения конденсаторов.

На рис. 9-11 приведены схемы разряда конденсаторных установок на напряжение до 1000 В без постоянно включенных разрядных сопротивлений, предложенные эксплуатационниками. На рис. 9-11,*а* и *б* представлены схемы разряда с применением реле МКУ-48. При включении батареи реле *Р* срабатывают, размыкают свои размыкающие контакты и тем самым отключают лампы. При отключении батареи разряд происходит на обмотки реле, которые продолжают оставаться включенными.

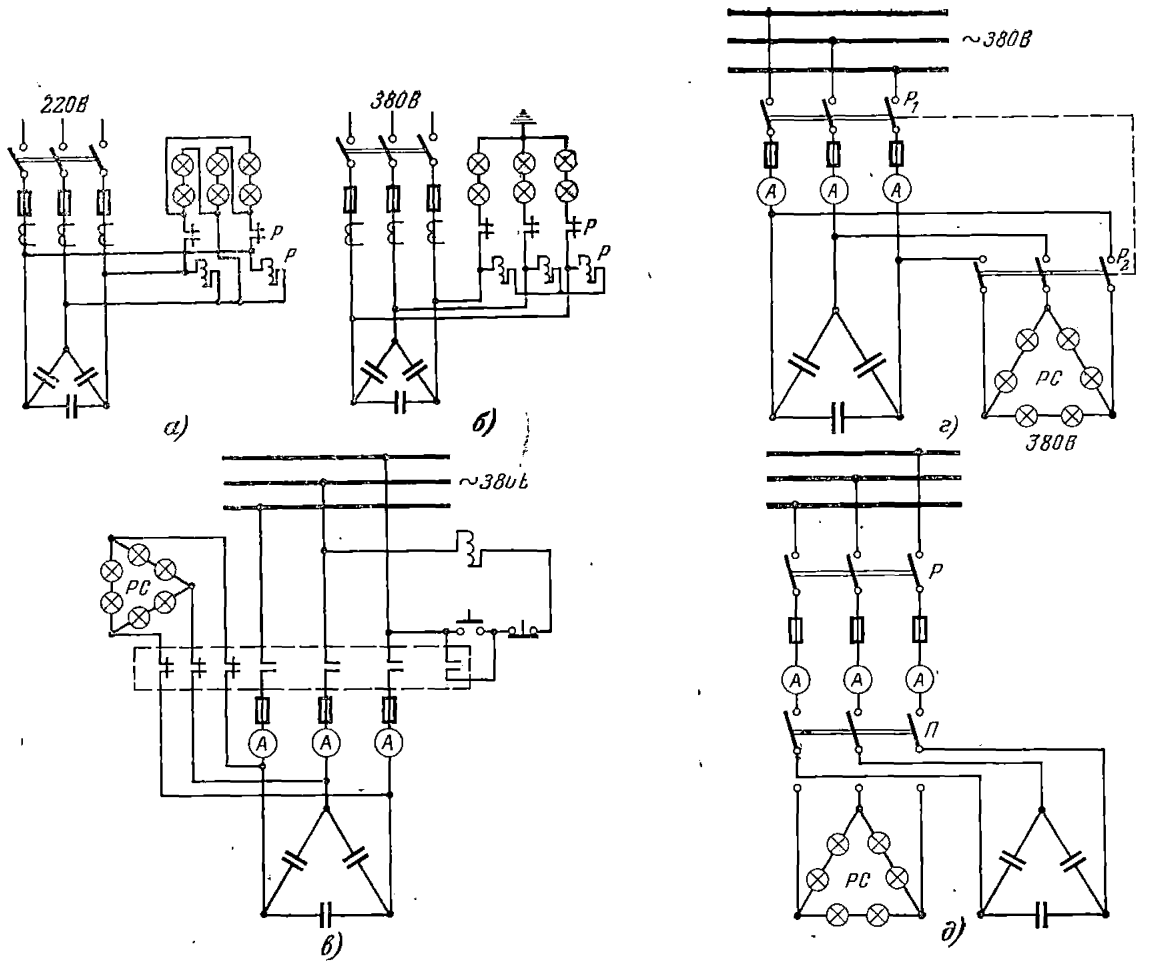


Рис. 9-11. Экономичные схемы разряда конденсаторных батарей 220 и 380 В без постоянно включенных ламп. *а* и *б* — схемы с реле МКУ-48; *в* — схема с блокировкой: разрядное сопротивление *РС* подключается к батарее статических конденсаторов одновременно с отключением ее от электросети; *г* — схема с блокировкой: рубильники P_1 и P_2 сблокированы механически, первый может быть отключен лишь после включения второго на разрядное сопротивление *РС*; *д* — схема с переключением: разрядное сопротивление *РС* подключается к батарее статических конденсаторов при помощи переключателя *П*, рубильник *Р* используется в случаях, когда требуется произвести замену предохранителей или амперметров.

При снижении напряжения до 80—100 В реле отключается, замыкает контакты, и разряд происходит одновременно на реле и лампы, что ускоряет процесс разряда. При неисправности цепи разряда (например, при обрыве обмотки реле) происходят отключение реле и включение ламп, которые выполняют роль разрядного сопротивления и одновременно сигнализируют о неисправности в цепи разряда. На рис. 9-11,*в* и *г* приведены схемы с электрической или механической блокировкой отключающих аппаратов конденсаторной батареи и разрядного сопротивления. На рис. 9-11,*д* дана схема с переключателем.

9-6. РЕГУЛИРОВАНИЕ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Для наиболее экономичного использования компенсирующих устройств предусматривается регулирование генерируемой ими реактивной мощности. Это способствует улучшению общего режима, повышению экономичности работы системы электроснабжения предприятия и улучшению качества электроэнергии. Оно предусматривается в необходимом объеме в соответствии с изменением нагрузок и с задачами регулирования напряжения, особенно для предприятий с большой неравномерностью графика нагрузки. Для регулирования в первую очередь должно использоваться автоматическое регулирование возбуждения синхронных электродвигателей. При отсутствии или недостаточной мощности синхронных двигателей следует предусматривать автоматическое регулирование мощности части конденсаторных батарей в зависимости от режима работы проектируемой системы электроснабжения. На трехсменных промышленных предприятиях с ровным графиком нагрузки в течение всех смен мощность постоянно включенных источников реактивной мощности (ИРМ) прини-

мается равной их расчетной мощности и регулирование, как правило, не применяется. На мелких односменных предприятиях также, как правило, применяются ИРМ постоянной мощности без регулирования. При неравномерном суточном графике реактивной мощности применяется частичное регулирование ИРМ в соответствии с графиком.

Суммарная мощность нерегулируемой части конденсаторных батарей во всех случаях не должна превышать величину наименьшей реактивной нагрузки предприятия.

Регулирование конденсаторных установок может дать большой народнохозяйственный эффект, так как в некоторых энергетических системах установленная мощность косинусных конденсаторов уже сейчас доходит до 35% установленной мощности электроприемников, а в целом по Советскому Союзу она составляет около 20% с тенденцией к дальнейшему росту. В США эта цифра доходит примерно до 80%.

Регулирование мощности конденсаторных установок позволяет получить дополнительную экономию от уменьшения потерь электроэнергии и является также средством для регулирования напряжения. При включении мощности конденсаторной установки $Q_{к.у}$ напряжение в этой точке сети будет повышаться на ΔU, кВ, при отключении $Q_{к.у}$ будет понижение напряжения

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

или $\pm\Delta U,\ \%=\frac{Q_{к.у}x}{10U^2},\ \%$, где U — междуфазное напряжение, кВ; x — реактивное сопротивление сети от данной точки до источника питания.

Примечание. Достаточно учитывать сопротивление только ближайших элементов сети.

При решении вопросов регулирования мощности компенсирующих устройств необходимо учитывать условия работы как внутризаводской системы электроснабжения, так и районной энергетической системы, а в отдельных случаях учитывать также и режим работы других сетей, в той или иной степени связанных с системой электроснабжения предприятия. Очень важно, чтобы суточный график генерируемой реактивной мощности в достаточной степени совпадал с графиком потребляемой мощности.

Если в энергетической системе даже в ночное время имеет место недостаток реактивной мощности, то целесообразна и необходима постоянная работа промышленных конденсаторных установок. Если же в ночное время в данной энергосистеме нет дефицита реактивной мощности, то конденсаторы на предприятии в это время должны отключаться полностью или частично в зависимости от общего баланса реактивных мощностей. Оставление их в работе может недопустимо повысить напряжение в сети и причинить ущерб электроприемникам и самим конденсаторам. Если в данном районе в периоды малых нагрузок необходимо установить минимальный режим напряжения и установленные в системе синхронные компенсаторы работают в индуктивном режиме, то работа конденсаторов предприятия в это время становится недопустимой.

Поэтому реактивная мощность, вырабатываемая на предприятии, не должна передаваться в сеть энергосистемы без разрешения последней. При проектировании электроснабжения предприятия обязательно согласовывают с энергоснабжающей организацией режим включения заводских конденсаторных установок и учитывают ее требования: в определенные часы суток не выдавать в сеть энергосистемы реактивную энергию, вырабатываемую компенсирующими установками промышленного предприятия, или же полностью отключать такие установки. Энергетическая система должна установить наиболее рациональное распределение реактивной нагрузки между синхронными компенсаторами района и конденсаторами предприятия с учетом уровней напряжения в сети, а также экономических факторов.

Регулирование мощности конденсаторных установок применяется при длительных или медленных изменениях реактивных нагрузок, которые связаны с изменениями суточных графиков реактивных нагрузок (см. рис. 9-13), т. е. с изменениями режима работы электрооборудования и с протеканием технологического процесса. При снижении реактивной нагрузки система регулирования должна исключать возможность работы предприятия с опережающим коэффициентом мощности. Особое значение это имеет для предприятий с неровными суточными графиками нагрузок. Существует несколько способов регулирования мощности конденсаторных установок: автоматическое, ручное или диспетчерское с использованием средств телемеханики или телефонной связи. Недостатком ручного регулирования является зависимость его от внимательности дежурного персонала, в то время как автоматическое регулирование может осуществляться даже при отсутствии на подстанции постоянного дежурства. Регулирование диспетчером является достаточно простым и надежным, не требует дополнительной аппаратуры и автоматики, и может быть рекомендовано вместо автоматического регулирования на тех пред-

приятиях, где осуществлена телемеханизация системы электроснабжения. При этом достигается высокая экономичность электроснабжения, так как включение и отключение конденсаторных батарей или их секций производятся диспетчером с учетом графиков нагрузок предприятия и энергетической системы. В США этот способ регулирования применяется очень широко и охватывает более 40% общей установленной мощности всех конденсаторных установок. В установках мощностью около 2000 квар регулирование диспетчером достигает 48,7%, а в более мощных конденсаторных установках (8000—10 000 квар) оно доходит даже до 67,5%.

Конденсаторные установки допускают только ступенчатое регулирование мощности, которое бывает одноступенчатым, когда отключается или включается сразу вся установка, и многоступенчатым, когда отключение или включение происходит по секциям. Одноступенчатое регулирование является самым простым, дешевым и надежным ввиду минимального количества коммутационных и управляющих аппаратов и приборов. Число и мощность ступеней регулирования и последовательность их включения и отключения определяются по графикам нагрузки предприятия и в зависимости от заданий энергетической системы. Обычно бывает достаточным подразделение конденсаторных батарей на две-три секции одинаковой мощности, что упрощает и удешевляет схему регулирования и повышает надежность их работы. Если же секции принять разной мощности, то уже при двух секциях можно получить трехступенчатое регулирование. Наиболее целесообразно выбирать мощности секций, отличающиеся друг от друга в геометрической прогрессии, например 100 : 200 : 400 : 800 квар и т. д. Практика показала, что по условиям эксплуатации в большинстве случаев нет необходимости на предприятиях применять число ступеней регулирования более трех. На предприятиях, где нагрузки двух дневных смен мало различаются и снижение происходит только в третью (ночную) смену, обычно бывает достаточно двух секций, что сильно упрощает все устройство.

Если на предприятии имеется несколько конденсаторных батарей, то многоступенчатое регулирование суммарной реактивной мощности, вырабатываемой всеми конденсаторными батареями предприятия, может быть осуществлено путем разновременного включения или отключения отдельных батарей в соответствии с графиком нагрузок. Параметры регулирования мощности КУ принимаются в зависимости от характера графика нагрузки и от требований, предъявляемых к регулированию. Могут быть применены следующие способы регулирования:

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

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

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

по комбинированным схемам в зависимости от нескольких факторов (например, по направлению реактивной мощности, напряжению и времени суток).

Выбор схемы автоматического регулирования определяется местными условиями и производится с учетом требований энергоснабжающей организации. Очень важно, чтобы во время эксплуатации было обеспечено правильное использование выбранных регулирующих устройств с учетом фактического графика нагрузок и последующих его изменений.

Изучение различных схем регулирования конденсаторных установок у нас и за рубежом показывает, что в настоящее время в большинстве случаев можно рекомендовать схемы автоматического регулирования по напряжению или по времени суток.

Регулирование по этим двум параметрам широко распространено за рубежом, в частности в США, и составляет там около 45%. Регулирование по другим параметрам применяется реже.

Программу включения и отключения конденсаторных батарей по времени суток задает энергетическая система на основании анализа графиков нагрузок потребителей района.

Такая схема регулирования обеспечивает правильное взаимодействие между ИРМ, устройствами энергоснабжающей организации, регулирующими напряжение, а также всеми местными компенсаторами реактивных нагрузок на данном предприятии. Так, при этой схеме легко и просто осуществить ограничение отдачи предприятием реактивной мощности в энергетическую систему в часы минимума, например ночью. Следовательно, энергетические системы получают реальную возможность использования конденсаторных батарей для местного регулирования напряжения. С другой стороны, на предприятиях с установившейся технологией суточные графики нагрузок меняются весьма мало, сезонные же изменения графиков, а также изменения, вносимые новой технологией, могут быть легко учтены неслож-

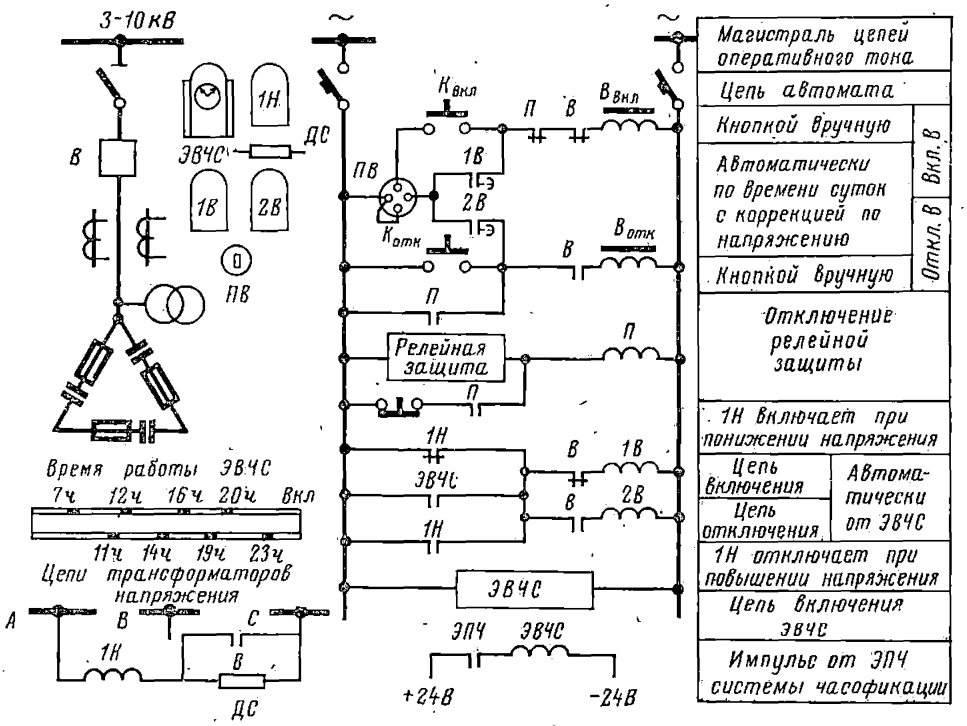


Рис. 9-12. Схема одноступенчатого автоматического регулирования **по времени** суток с коррекцией по напряжению.

ной перестановкой контактов прибора с часовой программой.

Схемы автоматического регулирования по времени суток просты и надежны в работе, не требуют дорогой аппаратуры, специальных панелей для размещения автоматических устройств и поэтому без затруднений могут быть применены на конденсаторных установках промышленных предприятий.

По последним зарубежным данным находит применение комбинированная схема автоматического регулирования по времени суток с коррекцией по напряжению.

На рис. 9-12 в качестве примера приведена схема автоматического регулирования по времени суток с коррекцией по напряжению. Принцип действия этой схемы заключается в том, что если после включения конденсаторной установки КУ действием ЭВЧС (электровторичные часы) в заданное время суток напряжение будет повышенное, реле *1Н* вновь отключит КУ. Наоборот, если ЭВЧС в заданное время отключит КУ, а напряжение на данном участке сети будет пониженное, то реле *1Н* вновь включит ее. Если же напряжение опять повысится, то реле *1Н* отключит КУ, не дожидаясь заданного времени на ЭВЧС. Следовательно, реле *1Н* вводит коррективы в работу ЭВЧС в зависимости от напряжения.

При наличии нескольких конденсаторных батарей, размещенных на разных подстанциях, может быть применена схема с использованием комплекта из двух ЭВЧС для одновременного включения и отключения всех конденсаторных установок в зависимости от заданного времени суток. В этой схеме одни ЭВЧС используются для включения, а другие — для отключения. Для разделения цепей на каждой конденсаторной установке предусмотрены по два промежуточных реле. Такая схема целесообразна при небольших расстояниях между подстанциями и при наличии свободных жил контрольных или телефонных кабелей.

При больших расстояниях между конденсаторными установками и отсутствии свободных жил кабелей экономичнее установить на подстанции индивидуальную установку ЭВЧС.

Схема регулирования по напряжению целесообразна в тех случаях, когда основной задачей автоматического регулирования является уменьшение отклонений напряжения и поддержание напряжения в определенных пределах.

При регулировании в сторону увеличения мощности батареи напряжение повышается, а при уменьшении мощности батареи при наличии прежнего потребления реактивной энергии происходит снижение напряжения.

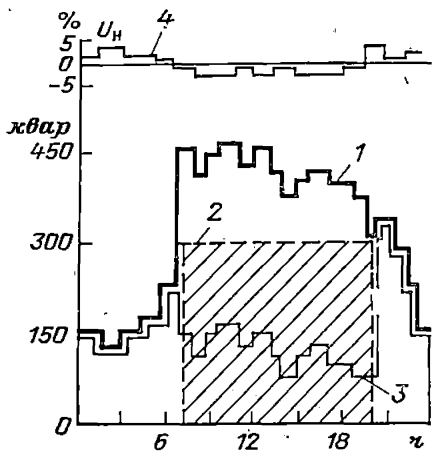


Рис. 9-13. Пример суточного графика при регулировании конденсаторных установок по напряжению.

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

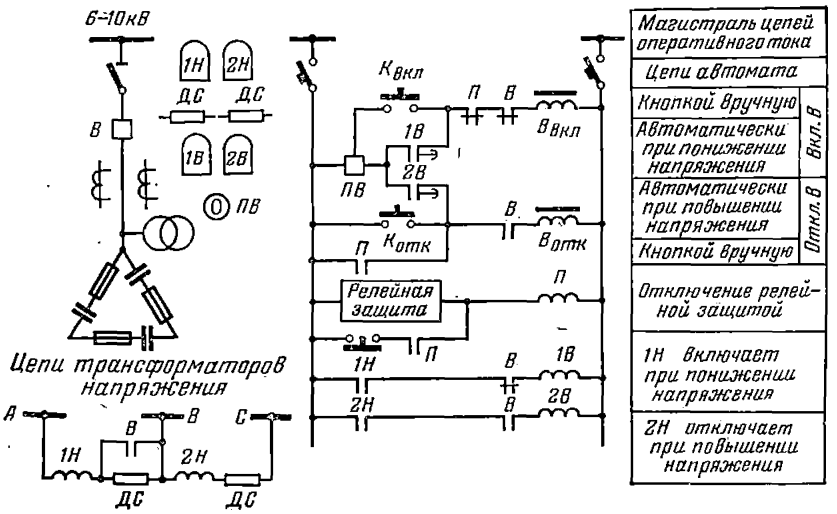


Рис. 9-14. Схема одноступенчатого автоматического регулирования по напряжению с двумя реле напряжения.

На рис. 9-13 приведен пример суточного графика реактивной мощности при регулировании по напряжению. Конденсаторная установка автоматически включается, когда напряжение становится ниже номинального, и отключается, когда оно вновь станет выше номинального. В результате такого регулирования напряжение не выходит за нормированные пределы ±5%.

Напряжение в точке присоединения конденсаторной батареи зависит не только от нагрузки, питаемой от данного пункта, но и от нагрузок других потребителей данного энергоснабжающего узла, а также от мероприятий по регулированию напряжения, проводимых энергетической системой или на предприятии, например применение трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой, позволяющее максимально уменьшить потери в питающих сетях предприятия.

Поэтому регулирование по напряжению может дать существенные результаты только в случае, если в этом мероприятии будут согласованно участвовать все или большая часть конденсаторных батарей, работающих в данной сети.

Следовательно, решение об установке регулируемой в функции от напряжения конденсаторной батареи должно приниматься с обязательным учетом всех вышеупомянутых обстоятельств по согласованию с энергосистемой.

В качестве пускового органа автоматического регулирования применяется одно реле минимального напряжения с двумя контактами: замыкающим и размыкающим. Размыкающий контакт работает в цепи включения конденсаторной батареи при понижении напряжения в сети, замыкающий контакт — в цепи отключения при повышении напряжения.

При необходимости повысить точность регулирования применяется схема с двумя реле напряжения: минимальным (*1Н*) и максимальным (*2Н*), представленная на рис. 9-14. Реле *1Н* включает конденсаторную батарею при понижении напряжения, а реле *2Н* отключает ее при повышении напряжения. В цепи катушек реле *1Н* и *2Н* включается добавочное сопротивление *ДС*, равное примерно 1000 Ом, для более точной настройки схемы.

Схема регулирования по напряжению должна быть отстроена от кратковременных колебаний напряжения, например при пусках мощных электродвигателей, сбросе крупных нагрузок и при других толчках нагрузки. Для этой цели в схему вводится реле времени с выдержкой времени 2—3 мин.

При нескольких рассредоточенных конденсаторных установках применяется схема одноступенчатого автоматического регулирования по напряжению с индивидуальным реле напряжения на каждой конденсаторной установке.

При этом настройка реле напряжения на каждой установке в зависимости от ее удаленности от пункта питания может быть различна.

Схемы автоматического регулирования по напряжению достаточно просты и, так же как

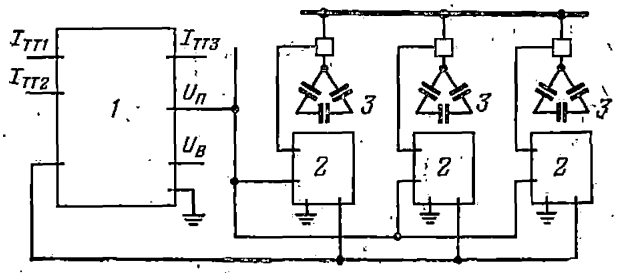


Рис. 9-15. Принципиальная схема регулирования УК при помощи устройства «Аркон».

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

и схемы по времени суток, могут получить широкое распространение на промышленных предприятиях.

Выпускаемые Усть-Каменогорским конденсаторным заводом комплектные конденсаторные установки серии УК имеют исполнение с автоматическим регулятором «Аркон», который позволяет осуществлять регулирование по напряжению или по напряжению с коррекцией по току нагрузки и углу между ними.

Устройство «Аркон» состоит из командного и программного блоков. Принципиальная схема регулирования при помощи этого устройства показана на рис. 9-15. При регулировании по напряжению на командный блок подаются входное напряжение $U_в$ и напряжение питания $U_п$. При регулировании же с коррекцией по току нагрузки, кроме того, подаются ток свободной фазы от трансформатора тока ввода I_{TT1} (или же I_{TT1} и I_{TT2}, и ток I_{TT3} от трансформатора тока *КУ*. Командный блок *1* в соответствии с полученным входным сигналом подает программному блоку *2* команду на включение или отключение секции *КУ-3*. Программный блок состоит из так называемых приставок, число которых зависит от числа секций КУ. Схема управления шкафа автоматики, поставляемого Усть-Каменогорским конденсаторным заводом, позволяет поочередное включение или отключение до пяти установок. Устройство «Аркон» имеет три регулируемые уставки по напряжению: на отключение, регулируемую в пределах 0,9—1,1 номинального напряжения ступенями через 10%; на включение, регулируемую плавно в пределах 0,94—0,995 напряжения уставки на отключение, что составляет регулировку ширины зоны нечувствительности в пределах 0,06—0,005 напряжения уставки на отключение; на форсированное включение секций КУ при уменьшении напряжения ниже заданного уровня, регулируемую плавно в пределах 70—90% напряжения уставки на отключение.

Коэффициент возврата по каждой уставке равен 1. Устройство надежно работает при изменениях напряжений питания в пределах $0{,}85—1{,}2U_н$.

Мощность, потребляемая командным блоком, составляет не более, В·А:

по цепи питания	10
по цепи входного напряжения	7,5
по цепи токовой коррекции	5

Мощность, потребляемая приставкой, не превышает 7,5 В·А. Номинальное входное напряжение блока — 380 В, а приставок и цепей питания — 220 В.

Из прочих схем автоматического регулирования мощности конденсаторных установок можно отметить:

а) Регулирование по току нагрузки, осуществляемое при помощи двух токовых реле, установленных на вводе и включенных на одну фазу. Одно из этих реле производит включение батареи при росте нагрузок, а второе — отключение батареи при снижении нагрузок. Этот способ целесообразен, если нагрузка проектируемого объекта резко меняется в течение суток и эти изменения нагрузки сопровождаются соответственным изменением реактивной мощности.

б) Регулирование по направлению реактивной мощности. Этот способ пригоден, если энергетическая система поддерживает у потребителя необходимые уровни напряжения при всех возможных колебаниях нагрузки, и выдача реактивной энергии, вырабатываемой конденсаторными установками предприятия, во внешнюю сеть не требуется или ограничивается. Однако он не может получить широкого применения, так как при максимальной нагрузке предприятия, когда требуется включение всех конденсаторных батарей, на некоторых подстанциях возможны перетоки реактивной мощности от потребителя в энергосистему, и тогда при этом способе регулирования произойдет отключение конденсаторной батареи, что в данный момент крайне нежелательно. В качестве пускового органа используются реле направления мощности, устанавливаемые только в одной фазе ввода на подстанцию, так как разницей в коэффициентах мощности по фазам можно пренебречь. Необходима установка двух реле направления мощности, одно из которых срабатывает при направлении реактивной мощности от энергетической системы к подстанции предприятия, а другое — от подстанции к системе.

в) Комбинированные схемы регулирования, в которых используется несколько факторов (например, направление мощности, напряжение и время суток). Эти схемы довольно сложны и могут оказаться целесообразными главным образом для конденсаторных батарей большой мощности. При этих схемах автома-

тическое включение конденсаторной батареи происходит или при значительном понижении напряжения или при направлении реактивной энергии от энергетической системы к подстанции предприятия. Автоматическое отключение батареи происходит при направлении реактивной энергии от подстанции предприятия к энергетической системе, но при наличии на шинах номинального напряжения или же при значительном повышении напряжения на шинах, к которым подключена конденсаторная батарея.

При установке конденсаторных батарей в сетях, подключенных к трансформаторам с регулированием напряжения под нагрузкой, необходимо осуществить координацию регулирования мощности батарей с работой регулирующих устройств трансформатора. В этих случаях наиболее целесообразно автоматическое регулирование конденсаторных установок по времени суток, по току нагрузки или по реактивной мощности. Регулирование по напряжению целесообразно, если регулировочные трансформаторы и регулируемые конденсаторные батареи присоединены к общим шинам. Усть-Каменогорский конденсаторный завод приступил к выпуску блоков регулирования по времени суток (типа БРВ) и по напряжению (типа БРН).

Схемы автоматического регулирования обычно выполняются на оперативном переменном токе 127, 220 В. При наличии на подстанции оперативного постоянного тока схемы автоматического регулирования сохраняются, но с изменением аппаратуры.

Предусматривается запрет автоматического включения конденсаторной батареи при ее отключении от действия релейной защиты. Предусматривается также переключатель для перевода схемы на ручное регулирование. Так как автоматическое регулирование мощности конденсаторной батареи производится без вмешательства обслуживающего персонала, то нет необходимости при автоматическом включении и отключении батареи подавать сигнал и предусматривать указательное реле. Подача звукового сигнала и выпадение указательного реле сохраняются лишь в случае срабатывания релейной защиты линии, к которой подключена батарея, и аварийного ее отключения.

9-7. ФОРСИРОВАНИЕ МОЩНОСТИ КОНДЕНСАТОРНЫХ УСТАНОВОК

Как известно, мощность конденсаторной батареи независимо от схемы соединений пропорциональна сумме емкостей всех фаз и квадрату напряжения сети.

Мощность трехфазной конденсаторной батареи, квар, при соединении треугольником определяется по формуле

$$Q_к = \omega C U^2 \cdot 10^{-3},$$

где ω — угловая частота; C — суммарная емкость трех фаз батареи, мкФ; U — линейное напряжение сети, кВ.

При соединении звездой мощность трехфазной батареи, квар, при одинаковых емкостях всех трех фаз определяется по формуле

$$Q_к = \frac{1}{3} \omega C U^2 \cdot 10^{-3}.$$

Такая зависимость мощности батареи от напряжения сети неблагоприятна, так как потребность энергетической системы в реактивной мощности увеличивается при понижении напряжения и уменьшается при его повышении. Этот недостаток особенно сказывается при авариях, когда напряжение кратковременно снижается и происходящее при этом уменьшение реактивной мощности, вырабатываемой конденсаторами, отрицательно отражается на устойчивости энергетической системы.

В связи с этим в энергосистемах за рубежом начали применять форсировку мощности конденсаторных установок путем автоматических переключений. Ниже приведены основные схемы такой форсировки, предусматривающие параллельно-последовательное включение конденсаторных батарей на повышенное по отношению к номинальному напряжение (рис. 9-16).

В этих схемах регулирование мощности конденсаторной батареи производится путем изменения схемы соединения конденсаторов в каждой фазе, в результате чего изменяются как емкость фазы, так и напряжение, приходящееся на каждый отдельный конденсатор.

Переключение батареи со звезды на треугольник (рис. 9-16,*а*) дает трехкратное форсирование мощности:

$$\frac{Q_{к\Delta}}{Q_{кY}} = \frac{\omega C U^2 \cdot 10^{-3}}{\frac{1}{3} \omega C U^2 \cdot 10^{-3}} = 3.$$

Очередность работы выключателей: 2 — отключает, 1 — включает.

Переключение батареи с треугольника на двойной треугольник (рис. 9-16,*б*) при помощи замыкания вершин с серединой противоположной стороны треугольника дает форсирование мощности до четырехкратного:

$$\frac{Q_{к2\Delta}}{Q_{к\Delta}} \leqslant 4.$$

Переключение групп конденсаторов в каждой фазе звезды с последовательного соединения на параллельное (рис. 9-16,*в*) дает четы-

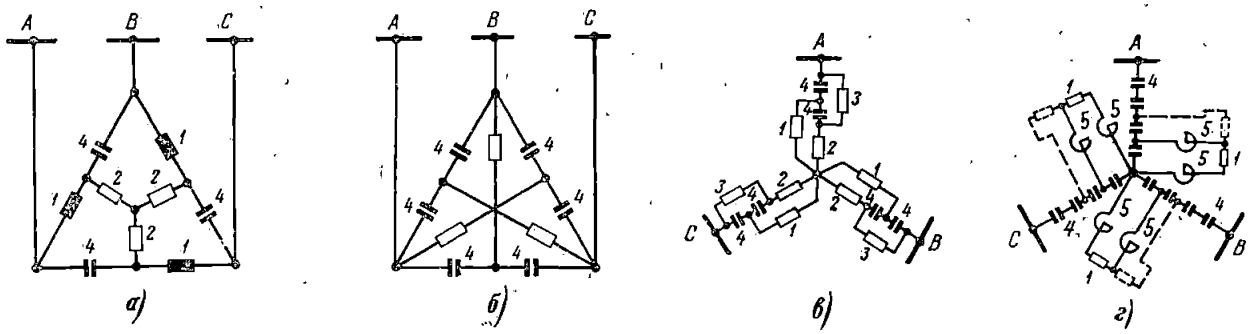


Рис. 9-16. Схемы форсировки мощности конденсаторных установок.

а — с переключением со звезды на треугольник; *б* — с переключением групп конденсаторов в фазах; *в—г* — с шунтированием части последовательных групп конденсаторов; *1, 2, 3* — силовые выключатели; *4* — основные конденсаторы батареи; *5* — токоограничивающие реакторы.

рехкратное форсирование мощности. Очередность работы выключателей: 1 — включает, 2 — отключает, 3 — включает;

$$\frac{Q_{\text{к.паралл}}}{Q_{\text{к.посл}}} = 4.$$

Шунтирование части последовательных групп конденсаторов в батарее, включенной в звезду (рис. 9-16,*г*), дает форсирование мощности оставшихся в работе конденсаторов вплоть до четырехкратного: $\frac{Q_{\text{к.ш}}}{Q_{\text{к}}} \leqslant \div 4$.

В этой схеме шунтирование конденсаторов осуществляется высоковольтными выключателями через токоограничивающие реакторы.

Применение вышеуказанных схем особенно целесообразно для кратковременного форсирования мощности батарей при аварийных режимах, когда требуется поддержание устойчивости системы. Однако приведенные схемы форсировки создают кратковременные значительные перенапряжения на конденсаторах, входящих в состав батареи, и для них требуются специальные косинусные конденсаторы, способные выдерживать длительное повышение напряжения на своих зажимах. Это нужно согласовывать с заводом при заказе конденсаторов.

Основное применение указанные схемы найдут в энергетических системах и, возможно, для очень крупных конденсаторных установок промышленных предприятий, причем для широкого внедрения этих схем необходимо тщательное изучение устойчивости энергетической системы, в которой предполагается их применять. Для управления режимом форсировки конденсаторных батарей наиболее пригодны быстродействующие тиристорные выключатели.

9-8. КОНСТРУКЦИИ И УСТАНОВКА КОНДЕНСАТОРНЫХ БАТАРЕЙ

Конденсаторы изготовляются на номинальные напряжения 220, 380, 660, 3150, 6300 и 10 500 В в однофазном и трехфазном исполнении, для внутренней и наружной установки. Конденсаторы допускают работу при длительных повышениях напряжения синусоидальной формы до 110% номинального значения, возникающих вследствие изменения режима нагрузки в сетях, а также длительную работу при эффективном значении тока до 130% номинального как за счет повышения напряжения, так и за счет высших гармонических. Поэтому, если в месте присоединения конденсаторной батареи возможны хотя бы временные превышения напряжения сверх 110%, предусматривается защита с выдержкой времени 3—5 мин, отключающая батарею при повышении напряжения сверх 110%.

Рекомендуется предусматривать обратное автоматическое включение батареи при снижении напряжения до 110%. Конденсаторы на номинальные напряжения 220, 380, 660 и 1050 В имеют плавкие предохранители, встроенные внутрь конденсатора и последовательно соединенные с каждой секцией.

Конденсаторы изготовляются масляные (КМ) и соволовые (КС). При пропитке соволом или другим синтетическим жидким диэлектриком значительно улучшаются объемные характеристики конденсаторов и увеличивается их надежность. Диэлектрическая проницаемость совола примерно вдвое больше, чем масла. Мощность соволового конденсатора при одинаковом объеме примерно на 30—50% больше масляного. Однако соволовые конденсаторы не могут работать при температуре ниже —10°С, тогда как масляные допускают —40°С, и это является существенным их преимуществом.

Конденсаторы на напряжения 6 и 10 кВ встроенных предохранителей не имеют. Их защита (кроме общей защиты всей батареи) осуществляется отдельными выносными токоограничивающими предохранителями типа ПК: для каждого конденсатора (индивидуальная) или на группу конденсаторов. Число конденсаторов в группе принимается не менее пяти, номинальный ток одной группы не более 100 А.

Конструктивное выполнение конденсаторных батарей и их установка должны обеспечивать удобство и безопасность при наблюдении, обслуживании и замене конденсаторов и предохранителей; индустриальное выполнение электромонтажных работ; пожарную безопасность; хорошее охлаждение. Последнее является очень важным условием, так как повышает надежность и долговечность конденсаторов. При секционированных батареях должны обеспечиваться безопасный осмотр и ремонт каждой секции при работе всех остальных.

При общем количестве масла в одной установке более 600 кг конденсаторные батареи размещаются в отдельном помещении с выходом наружу или в огнестойкое помещение, отвечающее требованиям ПУЭ. При общем количестве масла до 600 кг батареи могут размещаться в распределительных устройствах напряжением до 1000 В и выше, а также в основных и вспомогательных помещениях производств, отнесенных к категориям Г и Д согласно «Противопожарным нормам проектирования зданий и сооружений».

В помещении конденсаторной установки напряжением выше 1000 В с общим количе-

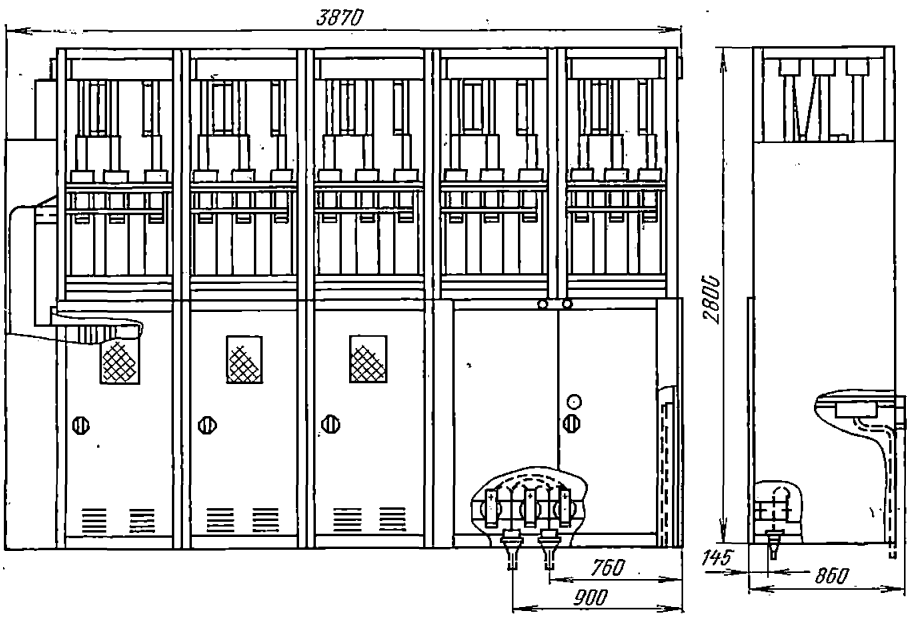


Рис. 9-17. Общий вид и габариты конденсаторных установок на напряжение 6—10 кВ мощностью 1800 квар типа УК-6(10)Н-1800 ПУЗ без регулятора «Аркон» и типа УК-6(10)Н-1800 ПРУЗ с регулятором «Аркон».

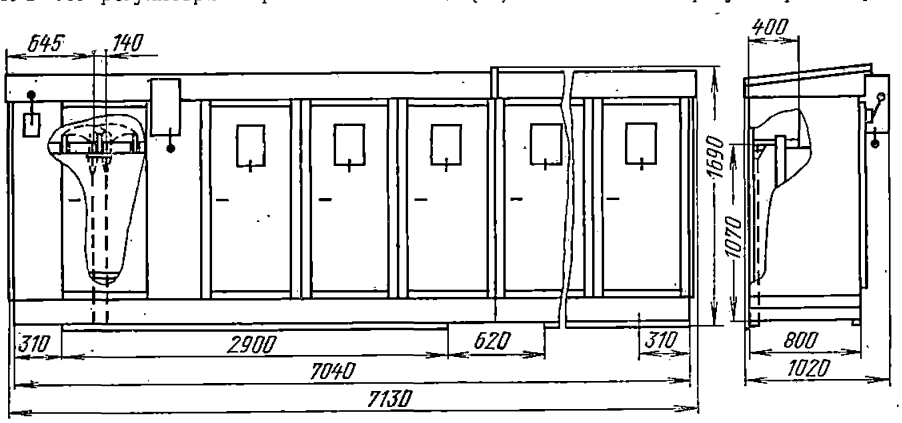


Рис. 9-18. Общий вид и габариты конденсаторных установок на напряжение 6—10 кВ мощностью 1600 квар типа УК-6(10)-1600 У1.

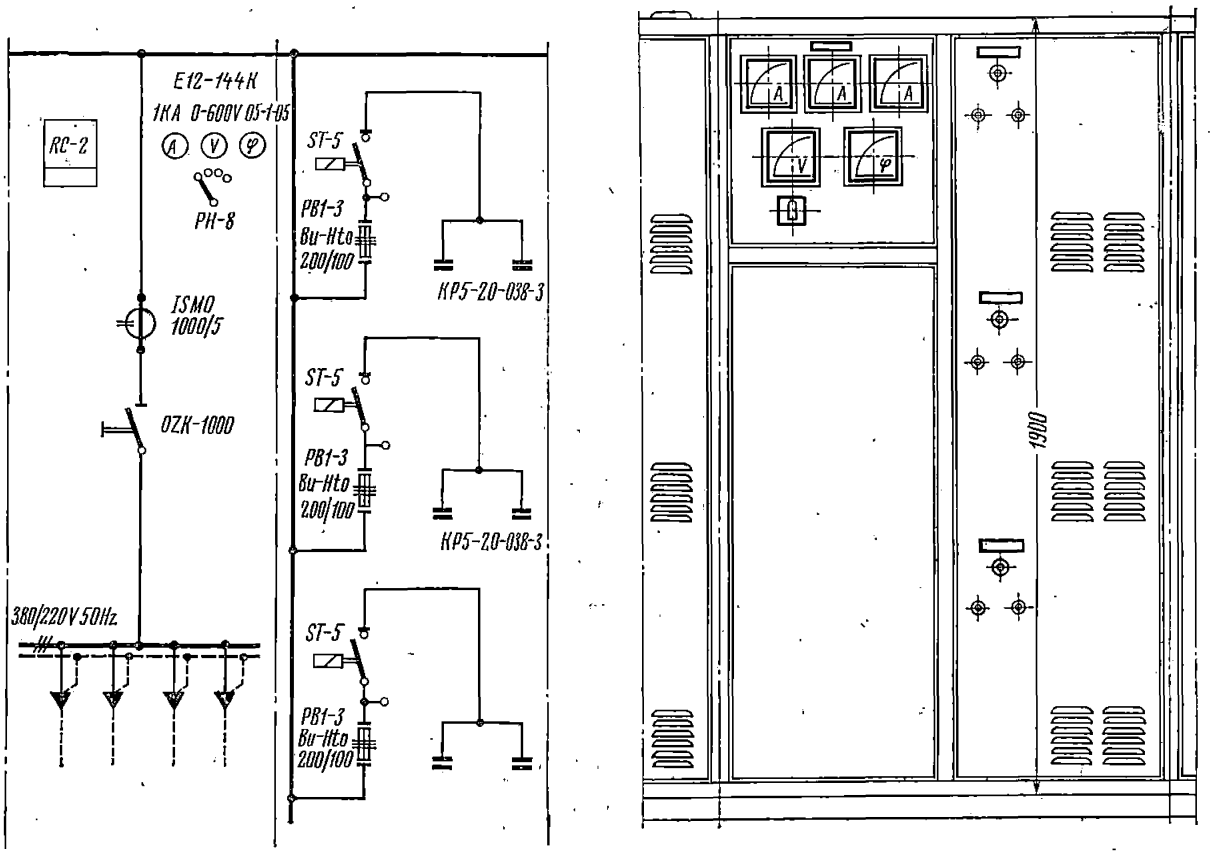


Рис. 9-19. Комплектная конденсаторная батарея на напряжение 380 В типа БК-66, изготовляемая в ПНР.

ством масла более 600 кг под установкой должен быть устроен маслоприемник, рассчитанный на 20% общего количества масла во всех конденсаторах и выполненный в соответствии с требованиями ПУЭ.

В общем помещении с конденсаторами можно устанавливать относящиеся к ним разрядные сопротивления, разъединители, выключатели нагрузки, малообъемные выключатели и измерительные трансформаторы.

При установке батарей в отдельных помещениях для защиты от случайных прикосновений к находящимся под напряжением частям предусматриваются сетчатые ограждения, а при установке в производственных и других помещениях, где бывает неинструктированный персонал, предусматриваются сплошные ограждения в виде кожуха или шкафа из листовой стали.

Выгоднее комплектовать конденсаторные батареи из отдельных конденсаторов большой мощности. Удешевление достигается главным образом за счет комплектующей аппаратуры, изоляторов, ошиновки и конструкции шкафов. Преимущественное применение находят комплектные конденсаторные установки УК на напряжение 6,3 и 10,5 кВ, которые изготовляются в двух сериях: УК-6(10)НУЗ мощностью 900, 1350 и 1800 квар (рис. 9-17) и УК-6(10)VI мощностью 600, 1200 и 1600 квар (рис. 9-18). Первая серия имеет на всем диапазоне мощностей и напряжений правое (П) и левое (Л) исполнение и выполняется в двух вариантах: с командным блоком и приставкой (Р) автоматического регулятора «Аркон» и без такового. Вторая серия имеет только левое исполнение и не снабжена автоматическим регулятором. Конденсаторные установки рассчитаны на нормальную работу при температуре окружающего воздуха от —40 до +40°С на высоте до 1000 м над уровнем моря с относительной влажностью до 80% при температуре 20°С в местах, не подверженных тряске и ударам.

Во вводной ячейке конденсаторной установки серии УК-6(10)УЗ находятся вакуумный выключатель, зажимы, блокировочное устройство, регулятор и приставка (для одноступенчатых установок), ошиновка и сигнальные лампы. В конденсаторной ячейке расположены конденсаторы со встроенными разрядными сопротивлениями и предохранители, имеющие указатель срабатывания. Разрядные сопротивления должны обеспечивать снижение напря-

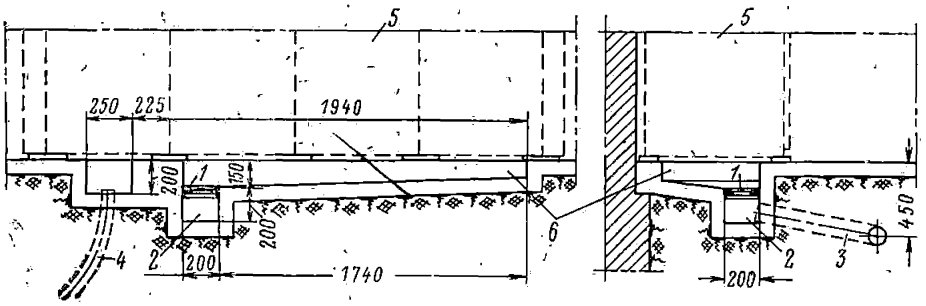
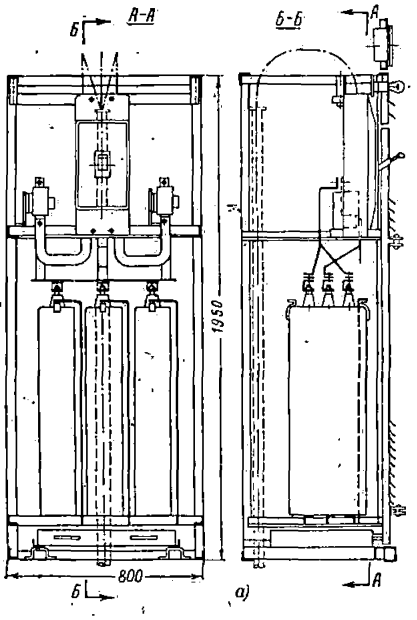


Рис. 9-20. Пример установки УК.

1 — решетка; *2* — приямок; *3* — сливная труба; *4* — кабель; *5* — УК; *6* — маслосборник объемом на 20% масла всей батареи.



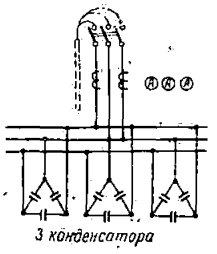
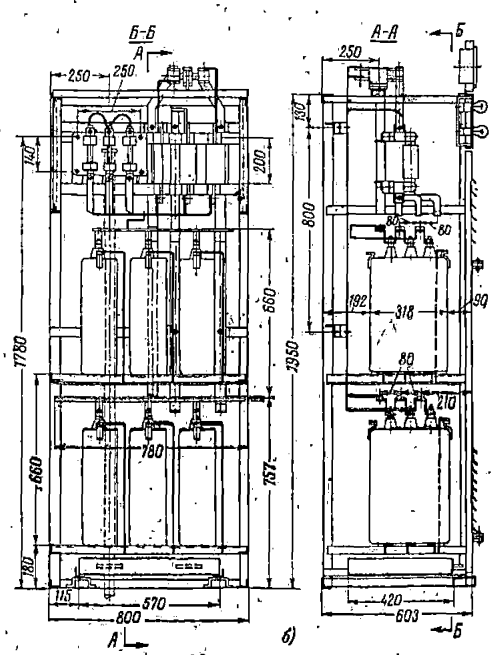
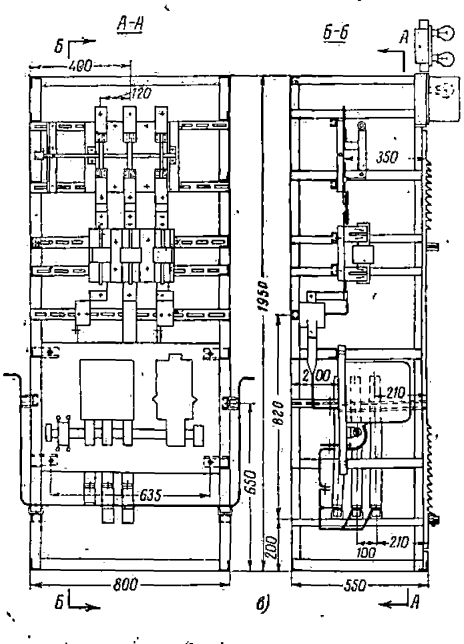
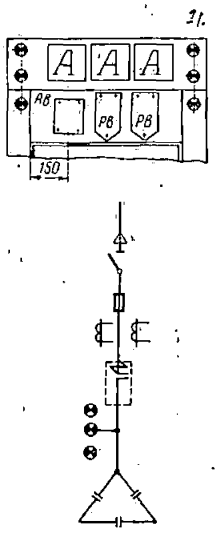


Рис. 9-21. Типовые конструкции стационарных конденсаторных батарей напряжением 0,38 кВ.

а — панель ввода с установочным автоматом, совмещенная с тремя конденсаторами; *б* — панель ввода с рубильником и предохранителями, совмещенная с шестью конденсаторами; *в* — панель ввода с контактором 600 А с приборами для автоматического регулирования по времени суток.







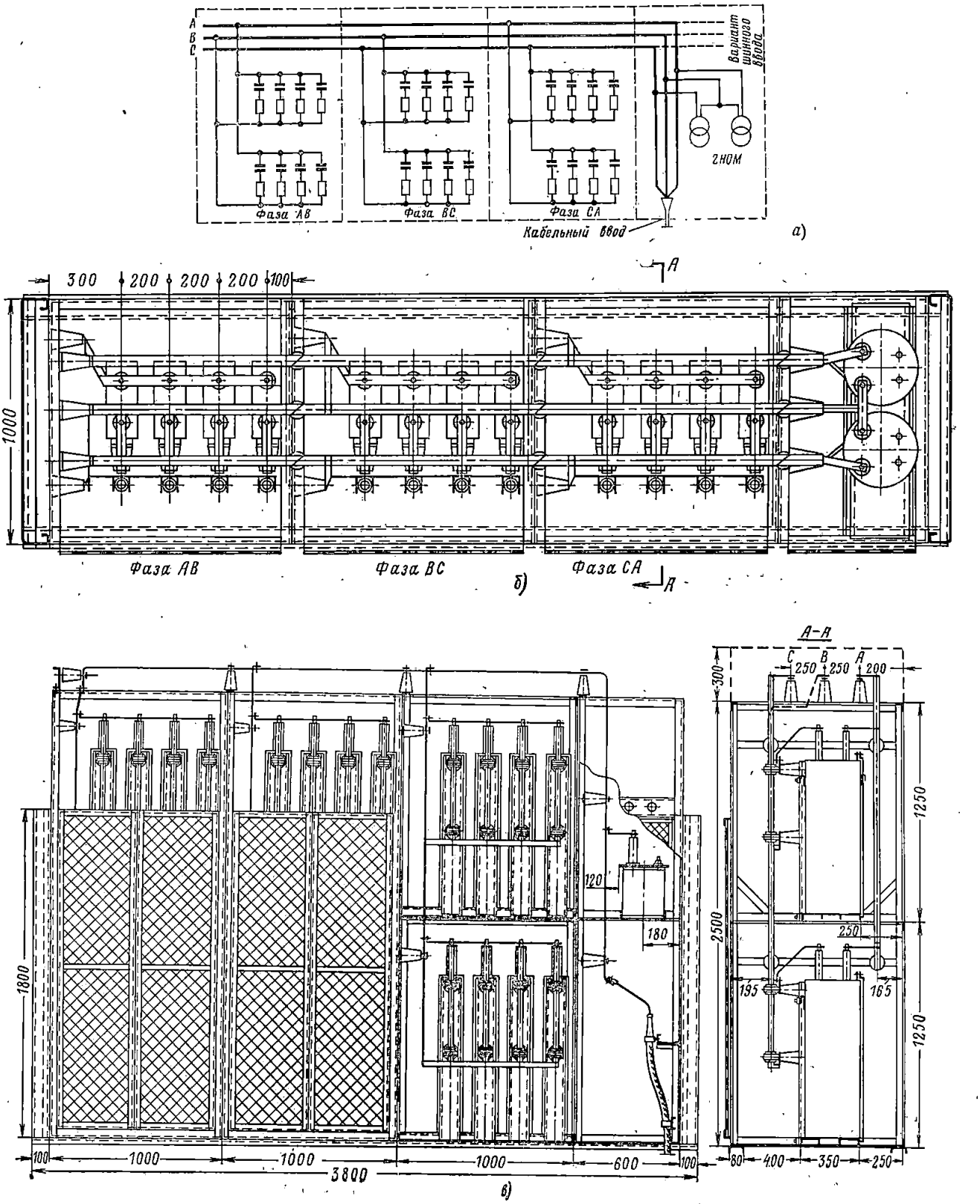


Рис. 9-22. Типовая конденсаторная батарея 6—10 кВ мощностью 600 квар с конденсаторами по 25 квар с индивидуальной защитой.

а — схема; *б* — план; *в* — разрезы.

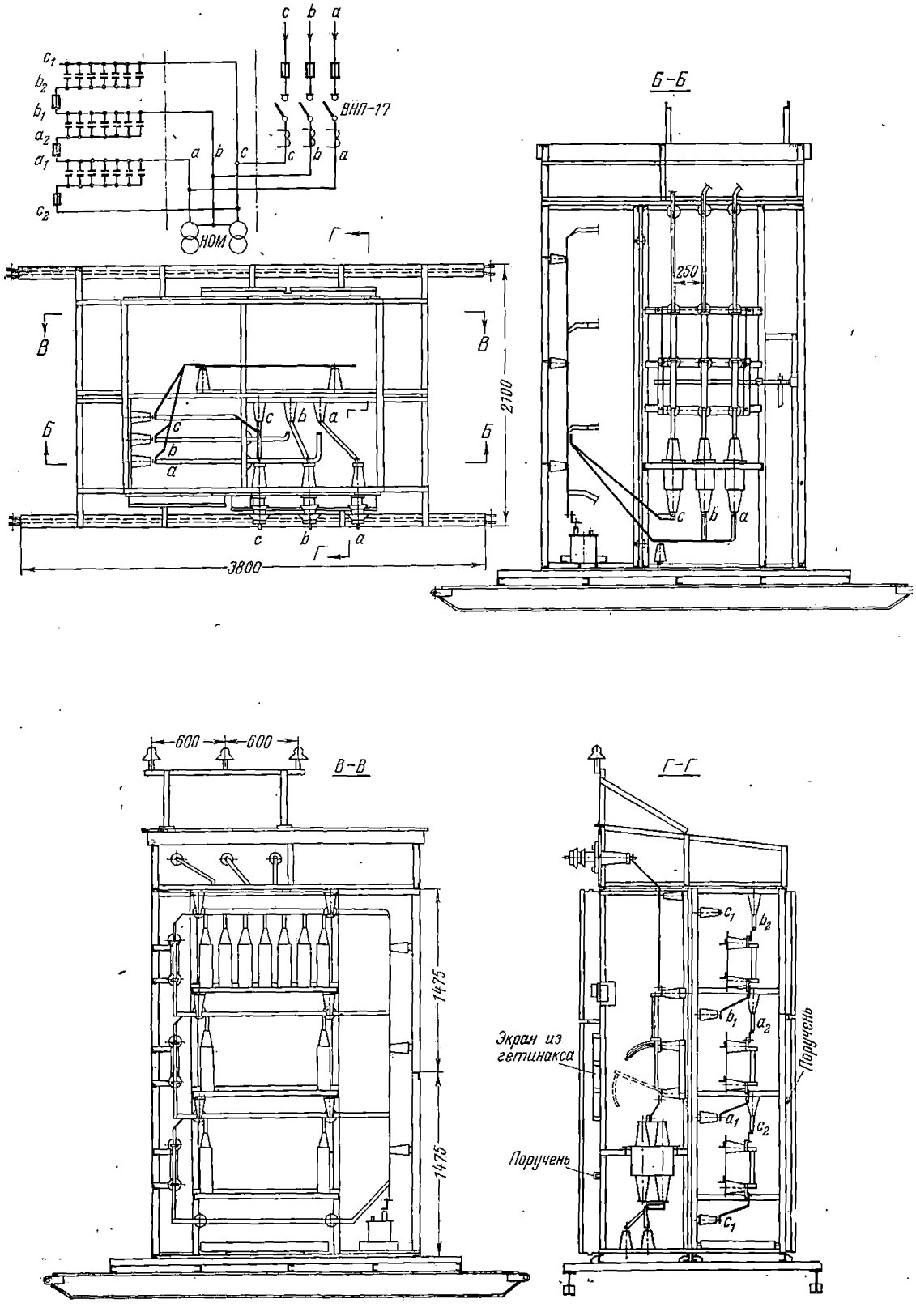


Рис. 9-23. Передвижные конденсаторные батареи 3—10 кВ наружной установки с групповой защитой конденсаторов.

жения до 50 В за время не более 5 мин. Двери вводной и конденсаторных ячеек сплошные.

Для наблюдения за предохранителями в дверях конденсаторных ячеек предусмотрены окна, закрытые сетками; они сблокированы с дверью вводной ячейки механическим устройством. Дверь вводной ячейки можно открыть только с помощью ключа электроблокировочного замка и ключа механического замка при полном отключении разъединителя питающей линии.

На рис. 9-19 представлена комплексная конденсаторная батарея на напряжение 380 В типа БК-66, изготовляемая в Польской Народной Республике. Она имеет автоматическое регулирование по коэффициенту мощности.

На рис. 9-20 показан пример устойства маслосборника под комплектной конденсаторной установкой. Примеры общей компоновки подстанций с размещением на них конденсаторных установок приведены в гл. 8 на рис. 8-71 и 8-74.

До полного удовлетворения потребности в ККУ наряду с последними будут находить применение комплектные установки, изготовляемые на производственных предприятиях электромонтажных организаций или на монтажно-заготовительных участках.

На рис. 9-21 даны общие виды и размеры отдельных элементов типовых конденсаторных батарей на напряжение 0,38 кВ. Ячейки конденсаторов разработаны для одностороннего обслуживания.

На рис. 9-22 показана типовая конструкция конденсаторных батарей на напряжение 6—10 кВ с индивидуальной защитой конденсаторов. Ячейка ввода может быть установлена с правой и с левой стороны конденсаторной батареи. Открыто расположенные шины конденсаторной батареи в случае необходимости могут быть закрыты металлической сеткой или сплошным кожухом.

На рис. 9-23 показаны примеры выполнения передвижных конденсаторных батарей. Такие батареи могут быть применены в электрических сетях строительных площадок, на карьерах, торфоразработках и в других временных электроустановках.

В заключение следует отметить, что наиболее удачное конструктивное решение конденсаторной установки получается при применении конденсаторов жесткой конструкции, позволяющей устанавливать их друг на друга без специальных металлических конструкций. При наличии к тому же встроенных в них предохранителей и боковых выводов вся установка получается очень компактной и надежной. Такие батареи применяются за рубежом для внутренней и для наружной установки; в Советском Союзе такие конденсаторы пока не изготовляются.

ГЛАВА ДЕСЯТАЯ

ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ УПРАВЛЕНИЯ И ЗАЩИТЫ

10-1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

В системах электроснабжения крупных предприятий, включающих в себя ряд электроустановок, предусматриваются централизованное (диспетчерское) управление и контроль за работой этих установок. Подстанции и другие электроустановки, входящие в систему, оборудуются средствами автоматики, а диспетчерская служба — средствами связи, управления и контроля. При наличии соответствующих технико-экономических обоснований для указанных целей применяются средства телемеханики. Задача в целом решается комплексно, включая водо-, паро-, воздухо- и газоснабжение с применением взаимосвязанных средств автоматики и телемеханики.

Повышение уровня автоматизации и телемеханизации обеспечивает централизацию и оперативность контроля и управления системой электроснабжения в целом и отдельных ее звеньев и ведение наиболее рационального режима работы электрооборудования и электросетей. Благодаря более квалифицированному управлению повышаются надежность и бесперебойность электроснабжения, так как уменьшается число ошибочных операций, сокращается число аварий, уменьшается время отыскания места аварии и ее ликвидации и, следовательно, сокращается время простоя оборудования. Достигается экономия энергетических ресурсов.

Все это в конечном итоге способствует удешевлению выпускаемой предприятием продукции и повышению ее качества.

Получили применение комплексные автоматизированные системы управления предприятием (АСУП), составными частями которых являются локальные системы централи-

зованного оперативного управления отдельными цехами, производствами, технологическими процессами. Введение автоматизированных систем управления, оснащенных при необходимости средствами вычислительной техники и современной аппаратурой для сбора и обработки информации, способствует интенсификации производства и быстрому принятию наилучших решений в сложных условиях эксплуатации современного промышленного предприятия, а также улучшению экономических показателей. Поэтому при проектировании следует рассматривать включение системы диспетчерского управления энергоснабжением в упомянутую комплексную автоматизированную систему управления предприятием или же заранее предусматривать такую возможность в дальнейшем. Для этой цели предусматриваются возможность ретрансляции соответствующих параметров на центральный пункт управления производством, наличие резервных емкостей в телемеханических устройствах и устройствах обработки информации, выбираются соответствующие типы устройств.

Согласованный объем телемеханизации и автоматизации в системах электроснабжения в каждом конкретном случае определяется задачами диспетчерского управления и контроля и принятым для данной системы уровнем автоматизации. При выборе вида управления предпочтение следует отдавать автоматическому управлению перед телемеханическим.

Принципиальные решения автоматизации и телемеханизации необходимо тесно увязывать между собой. Наибольший технический и экономический эффект может быть получен лишь при совместном применении автоматизации и телемеханизации.

Введение автоматизации и телемеханизации на существующих предприятиях необходимо сочетать с реконструкцией основного электрооборудования системы электроснабжения. Если при проектировании электроснабжения промышленного узла или ТПК выявится необходимость телемеханизации, то целесообразно предусматривать единую систему телемеханизации для всех предприятий, входящих в узел или ТПК.

На телемеханизированных и автоматизированных объектах необходимо предусматривать также местное управление для осмотра, опробования и ревизии электрооборудования. Местное управление может производиться:

вручную с места установки управляемого объекта с непосредственным воздействием органов управления на объект (без внешних линий связи);

дистанционно с места установки управляемого объекта или с щита управления с воздействием органа управления на объект через внешние линии связи.

Пост местного управления устанавливается возле автоматизированных агрегатов, он должен иметь приборы и аппараты, необходимые для управления и контроля работы данного объекта. Если на объекте сохраняется постоянный дежурный персонал, то на нем устанавливаются местные щиты управления, на которых предусматривается сигнализация отклонений от нормированных значений технических параметров, установленных для данного агрегата. При переводе объекта на местное управление исключается возможность других видов управления.

Экономический эффект от внедрения автоматизации и телемеханизированного диспетчерского управления в энергетическом хозяйстве промышленных предприятий достигается главным образом за счет повышения надежности энергоснабжения предприятия, бесперебойности и ритмичности производственного процесса, сокращения времени простоя оборудования, а следовательно, повышения производительности труда на предприятии и увеличения выпуска продукции. В связи с переходом на централизованный контроль сокращается также число обслуживающего персонала на подстанциях и в электрических сетях.

10-2. ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ

а) ОБЪЕМ ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИИ

Телемеханизация должна обеспечивать отображение на диспетчерском пункте состояния и положения основных элементов системы электроснабжения и передачу на диспетчерский пункт предупредительных и аварийных сигналов.

Объем телемеханизации должен обеспечить диспетчеру оперативное управление системой в целом и отдельными агрегатами, электрическими устройствами и связями для установления наиболее рациональных эксплуатационных режимов, а также для скорейшей локализации и ликвидации аварий, если эта задача не решается средствами автоматики. Телеуправление должно предусматривать сокращение обслуживающего персонала в разумных пределах.

Если на предприятии предусматривается вышеупомянутая комплексная система управления (АСУП), следует обеспечивать передачу в эту систему необходимой информации о состоянии электроснабжения.

Объем телемеханизации должен быть минимально необходимым и сочетаться с принятым для данного предприятия уровнем автоматизации. Расширение автоматизации приводит к сокращению объема телеуправления. Необоснованное расширение объема телемеханизации приводит не только к излишним затратам, но и усложняет эксплуатацию.

В ряде случаев можно ограничиться только вызывной и предупредительной сигнализацией, если же это не представляется возможным, то следует руководствоваться рекомендациями, приведенными ниже, с учетом местных условий.

Телеуправление (ТУ) с соответствующим объемом телеконтроля применяется с учетом частоты и эффективности его использования в тех случаях, когда оно дает возможность существенно улучшить ведение режима электроснабжения и ускорить ликвидацию аварий, нарушений и отклонений от нормального режима, если это невозможно или нецелесообразно выполнить при помощи автоматики.

Для очень ответственных объектов допускается в отдельных случаях применение телеуправления для резервирования средств автоматики. Следует ограничивать число телеуправляемых объектов только теми элементами, которые необходимы для быстрого восстановления режима или для переключений, как, например:

выключателями на питающих высоковольтных линиях и линиях связи между подстанциями при отсутствии АВР или при необходимости частых оперативных переключений;

выключателями понизительных трансформаторов при необходимости частых режимных переключений, в этом случае для трехобмоточных трансформаторов и для трансформаторов с расщепленными обмотками следует предусматривать самостоятельное телеуправление каждым из трех выключателей; для двухобмоточных трансформаторов следует предусматривать телеуправление выключателями высшего и низшего напряжений от одного импульса;

выключателями автоматизированных ртутно-выпрямительных агрегатов, питающих распределительные щиты и контактные сети;

выключателями на линиях тяговых подстанций, питающих контактную сеть;

контакторами освещения территории предприятия.

Для управления очень удаленными объектами допускается применение телеуправления и при сравнительно редком его использовании.

Телесигнализация (ТС) применяется в тех случаях, когда она часто, полноценно и эффективно используется. Она должна обеспечивать передачу на пункт управления предупреждающих и аварийных сигналов, а в случае необходимости также отображение и состояние основных элементов системы электроснабжения. Должны предусматриваться следующие показания:

положения всех телеуправляемых объектов;

положения отдельных крупных токоприемников, существенно влияющих на распределение мощности, которые по характеру эксплуатации должны управляться с места, т. е. из цеха;

положения нетелеуправляемых высоковольтных выключателей на вводах, а также секционных, шиносоединительных и обходных выключателей, выключателей силовых трансформаторов и других высоковольтных электроприемников, которые по характеру эксплуатации находятся в ведении цеха электроснабжения;

положения отделителей на вводах при напряжении 110 кВ и выше.

Кроме того, как правило, предусматриваются:

общий сигнал с контролируемого пункта (КП) об аварийном отключении любого выключателя;

общий сигнал с КП об отключении телеуправляемого выключателя линии, трансформатора или ртутно-выпрямительного агрегата от внутренних повреждений, например, при действии газовой или дифференциальной защиты трансформатора и т. п.;

общий сигнал с каждой головной подстанции о замыкании на землю в сетях высшего напряжения;

общий сигнал о неисправностях на КП, извещающий о недопустимом изменении температуры в отапливаемых помещениях, о замыкании на землю и исчезновении напряжения в цепях оперативного тока, о повреждении в цепях трансформаторов напряжения, о переключении питания цепей телемеханики на резервный источник и т. п.;

сигнал о неисправности каждого телеуправляемого трансформатора или выпрямительного агрегата, получаемый, например, при перегрузке, перегреве или при срабатывании первой ступени газовой защиты; при этом сигнал о работе защиты от перегрузки, если она не действует на отключение, должен, как правило, выполняться с самовозвратом;

сигнал о возникновении пожара (при появлении дыма) на необслуживаемых объектах;

сигнал об открывании дверей на необслуживаемых объектах.

Положение разъединителей отображается переводом их символов на диспетчерском щите в соответствующее положение вручную по телефонному извещению с КП.

Телеизмерения (ТИ) должны обеспечить возможность замера основных параметров, отражающих работу системы электроснабжения, необходимых для правильного оперативного управления системой и для локализации и ликвидации аварий. В некоторых случаях можно ограничиться взамен телеизмерений сигнализацией предельных значений контролируемых параметров или же их отклонений от нормированных значений. Телеизмерения следует, как правило, производить по вызову или непрерывно по циклической системе в зависимости от поставленных задач. Передачу телеизмерений с каждого КП на пункт управления следует производить по одной линии связи. Следует ограничивать число регистрирующих измерительных приборов на диспетчерском пункте ДП. Регистрацию измеряемых величин рекомендуется производить регистрирующими приборами, устанавливаемыми на КП. Рекомендуется следующий объем измерений с необходимыми коррективами на местные условия:

напряжения на головных линиях или на шинах пунктов приема электроэнергии;

тока на одном из концов линий между подстанциями, если по режиму работы эти линии могут перегружаться;

тока на телеуправляемых трансформаторах и преобразовательных агрегатах при необходимости осуществления режимных переключений;

суммарной мощности, получаемой от отдельных источников питания.

Телеизмерение тока и напряжения, как правило, должно осуществляться по вызову; телеизмерения мощности в ряде случаев целесообразно производить по циклической системе.

6) СРЕДСТВА ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИИ

1. Телемеханические устройства. В системах электроснабжения промышленных предприятий наиболее целесообразны малопроводные многоканальные телемеханические устройства.

Многопроводные телемеханические системы применяются очень редко при небольших расстояниях между диспетчерским и контролируемым пунктами, малом объеме телемеханизации и при рассредоточенном расположении объектов телемеханизации. Рекомендуется применять комплектные телемеханические устройства. Предпочтение следует отдавать бесконтактным устройствам телемеханики как более перспективным и надежным. Допустимо применение на одном диспетчерском пункте телемеханических устройств управления и контроля разных типов, но при этом должна быть обеспечена идентичность операций, производимых диспетчером. Рекомендуется применение однотипных принципиальных схем телемеханических устройств, применяемых на одном ДП. При применении на одном пункте телемеханического и дистанционного видов управления следует обеспечивать идентичность операций диспетчера и однотипность воспроизведения информации на диспетчерском пункте.

Телемеханические устройства рекомендуется также использовать в качестве средств телеавтоматики, для автоматических связей между разделенными объектами, например для передачи распорядительного импульса от датчика, находящегося на значительном расстоянии от данного контролируемого пункта, на установленный на нем исполнительный механизм; для задания программы работы устройствам автоматики, находящимся на контролируемых пунктах, из пункта управления или другого пункта, расположенного на значительном расстоянии от КП.

Допускается объединять различные телемеханизируемые сооружения в один общий контролируемый пункт, если это экономически целесообразно. При этом связь между сооружением, на котором установлен полукомплект телемеханического устройства, и другими сооружениями системы, также обслуживаемыми этим устройством, осуществляется по обычной схеме дистанционного управления с некоторыми изменениями в целях уменьшения количества соединительных проводов и их сечений.

Выбор типа телемеханического устройства, предназначенного для телеуправления, телесигнализации и вызова телеизмерения, определяется многими факторами: емкостью, объемом телемеханики, комплектностью поставки, надежностью работы, возможностью получения аналогичных устройств при последующем расширении телемеханизации предприятия, однотипностью выбираемого устройства с устройствами, уже работающими на данном предприятии, быстродействием, простотой обслуживания, наладки и ремонта, требованиями к питанию, требуемыми каналами связи, стоимостью, техническим уровнем, условиями работы (запыленность, влажность, возможность сотрясений).

2. Телеизмерительная аппаратура. Для телеизмерения электрических

параметров рекомендуется применять системы интенсивности: выпрямительную — для телеизмерения напряжения и тока; индукционно-выпрямительную — для телеизмерения мощности. Для сокращения количества каналов связи рекомендуется применять измерения по вызову. При этом для уменьшения общего числа приемных телеизмерительных аппаратов и приборов на пунктах управления следует применять общие приборы для поступающих с разных контролируемых пунктов телеизмерений, однородных по типу параметров и номиналам шкал.

Для измерения различных напряжений возможно использование одного общего приемного прибора, градуированного в процентах.

При необходимости осуществления нескольких однородных измерений с одного контролируемого пункта следует использовать общие выходные измерительные приборы-преобразователи.

3. Диспетчерские щиты и пульты. Диспетчерский щит с изображением мнемосхемы контролируемой системы электроснабжения устанавливается на пункте управления. Могут быть применены мимические или световые диспетчерские щиты. Положение отдельных аппаратов системы на мимических щитах отображается с помощью мнемонических символов, а на световых щитах — сигнальными лампами.

Применяются панельные диспетчерские щиты планшетного типа, на которых схемы контролируемой системы размещаются на отдельных планшетах, или щиты мозаичного типа, состоящие из отдельных ячеек, в которые встраиваются ключи, кнопки, лампы, а также мнемонические символы оборудования.

Основным преимуществом секционных мозаичных щитов является легкая возможность изменения мнемонической схемы контролируемого объекта без вывода его из системы контроля и без нарушения внешнего вида щита. Это также дает возможность установки на ДП щитов различной высоты. Поэтому, хотя мозаичный щит и требует большей площади для мнемосхемы и более дорогой, его целесообразно применять для объектов схемы, которые могут подвергаться частым изменениям. На рис. 10-1 представлен секционный диспетчерский щит мозаичного типа.

При небольших объемах информации аппаратура управления и контроля может размещаться только на щите или только на пульте.

Мнемосхемы сооружений различных систем энергоснабжения в объединенных пунктах управления энергоснабжением предприятия могут размещаться на отдельных диспетчерских щитах и на общем диспетчерском щите энергоснабжения, но на различных его панелях.

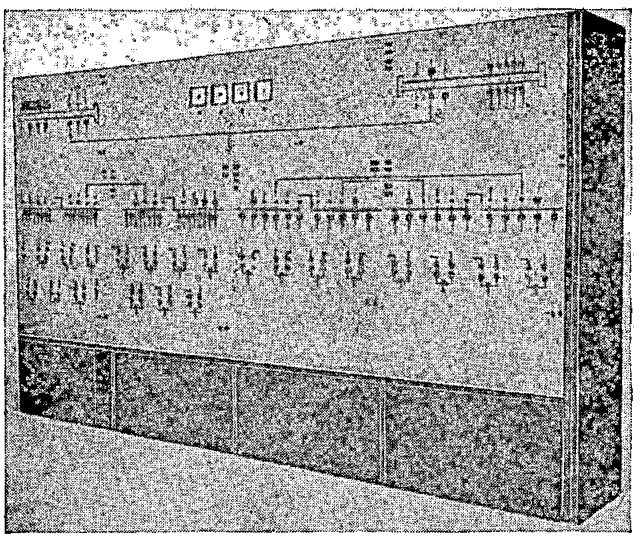


Рис. 10-1. Секционный мозаичный диспетчерский щит.

Мнемосхемы отдельных контролируемых пунктов располагаются на активном поле диспетчерского щита, удобном для обозрения диспетчером. Местоположение ключей должно позволять диспетчеру осуществление операций по управлению и квитированию сигналов.

На панелях диспетчерских щитов оставляются резервные места для возможного расширения, а в проекте предусматривается необходимое количество резервной аппаратуры по действующим нормативам.

На диспетчерском щите электроснабжения нанесение соединительных связей между планшетами необязательно. Кроме аппаратов управления и контроля, на диспетчерском щите устанавливается телефонный коммутатор для диспетчерской связи с контролируемыми пунктами и руководством предприятия.

4. Пункты управления (ДП) рекомендуется размещать на первом этаже. Они могут быть размещены в общем здании с административными службами системы энергоснабжения. Не допускается размещение пункта управления в зонах агрессивных газов, значительной запыленности, сильных шумов и в помещениях, имеющих вибрацию.

Для небольших предприятий наиболее рационально создание единого диспетчерского пункта с общим щитом управления для нескольких энергетических систем предприятия. Для крупных предприятий с развитыми энергетическими системами целесообразно размещение самостоятельных пунктов управления

отдельными энергосистемами в одном здании и совмещение при этом аппаратной и вспомогательных помещений.

На ДП предусматриваются следующие помещения:

диспетчерская, в которой размещаются диспетчерский щит и пульт;

аппаратная, в которой размещаются телемеханические устройства, релейные панели, панели питания и телефонный кросс. Аппаратную следует размещать рядом с диспетчерской или непосредственно под ней;

релейная мастерская — помещение для мелкого ремонта телемеханической аппаратуры;

помещение для ремонтных бригад, если они размещаются в этом здании;

вспомогательные помещения.

На крупных предприятиях рекомендуется предусматривать лабораторию телемеханики для испытания телемеханических устройств.

При размещении пунктов управления в одном здании с другими службами вспомогательные помещения ДП и других служб должны быть максимально совмещены.

В помещении ДП предусматриваются следующие расстояния:

между рабочим местом диспетчера за пультом и диспетчерским щитом: рекомендуемое 3,0—4,5 м, максимальное 6,0 м (до крайних панелей);

между стеной и щитами, шкафами, стативами с аппаратурой и т. п.: рекомендуемое 1,0 м, минимально допустимое 0,8 м;

проход между двумя рядами щитов или стоек с аппаратурой: рекомендуемый 1,2 м, минимально допустимый 1,0 м.

5. Каналы связи. В качестве каналов связи рекомендуется применять проводные линии с использованием жил в кабельных телефонных линиях.

Резервирование каналов связи телемеханики, как правило, не требуется, однако целесообразно предусматривать в кабелях свободные жилы для возможности расширения телемеханизируемой системы.

Проектирование каналов связи для телемеханизации обычно производится комплексно с каналами связи других назначений: телефонная связь, пожарная сигнализация и т. п. Для вводов в кабельных распределительных коробках, ящиках и шкафах, относящихся к телемеханическим каналам связи, желательно иметь дополнительную пломбируемую крышку, разрешающую доступ к ним только специальному персоналу, обслуживающему данную энергетическую систему.

Внешние соединения полукомплектов, щитов и пультов между собой на пункте управления должны выполняться телефонным кабелем, а соединения их с панелями питания и телеизмерений — контрольным кабелем с сечением жил не более 1,5 мм^2.

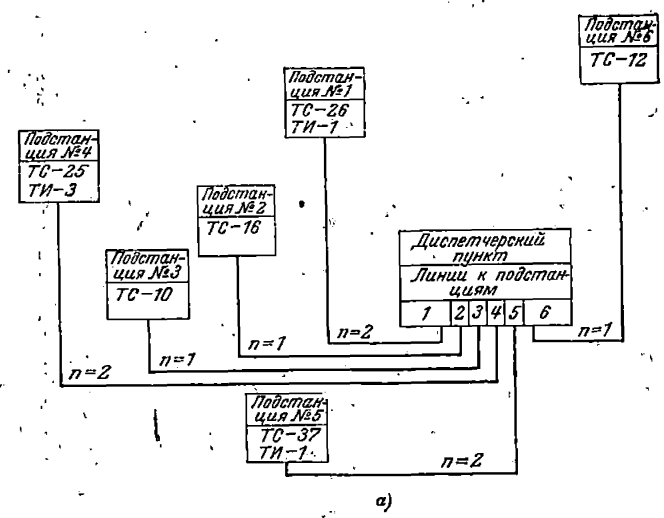
Внешние соединения между полукомплектами и панелями управления, панелями реле и питания на контролируемом пункте выполняются медным или алюминиевым контрольным кабелем сечением 1,5—6,0 мм^2.

Для уменьшения количества кабелей, входящих в устройство телемеханики, применяются зажимные сборки.

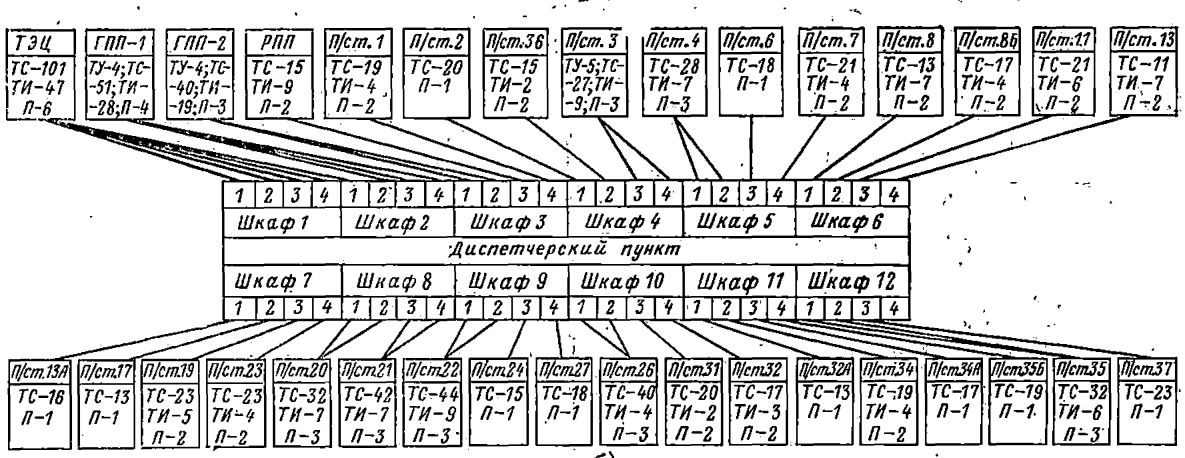
6. Источники питания. Питание телемеханических устройств переменного тока на ДП производится от источника напряжением 380/220 В, а постоянного тока — от выпрямительных устройств (ВУ) с трехфазной схемой питания. При однофазной схеме питания применяется на выходе фильтр, сглаживающий пульсации тока до значений не более 5%. Выпрямительное устройство должно иметь разделяющий трансформатор; применение автотрансформаторов не допускается. Колебания напряжения в питающей сети не должны превышать значений, нормированных в ГОСТ 13109-67. Символы диспетчерского щита и цепи сигнализации на ДП могут питаться переменным или постоянным током напряжением не выше 60 В.

Пункты управления по требуемой степени бесперебойности питания относятся к потребителям 1-й категории, а при наличии в контролируемой системе электроснабжения потребителей особой группы — к особой категории.

Питание ДП предусматривается от двух независимых источников, а при наличии в системе особых групп потребителей должен быть еще третий независимый источник (§ 5-4). Для телемеханических устройств, питаемых постоянным током, предусматривается резервное ВУ, но допускается резервирование от аккумуляторной батареи напряжением 48—60 В. Питание ДП различных систем энергоснабжения, размещенных в одном здании, предусматривается от общих ВУ. На контролируемых пунктах (КП) резервирование питания не обязательно, за исключением КП, обслуживающих потребителей особой группы; на этих КП необходимо резервирование питания от независимого источника. При двух вводах переменного тока на КП может быть применено взаимное резервирование. Питание линейных цепей (каналов связи) предусматривается от сети 380/220 В через отдельные ВУ.



а)



б)

Рис. 10-2. Примеры схем диспетчерских связей.

а — небольшого предприятия; *б* — крупного предприятия; ТС=25 — число сигналов; ТИ=3 — число измерений; *n*=2 — число пар используемого телефонного кабеля.

На рис. 10-2 даны примеры схем диспетчерских связей на промышленных предприятиях. Рисунок 10-2,*а* показывает небольшое предприятие, на котором предусмотрен ограниченный объем телемеханизации, включающий только телесигнализацию (ТС), а на некоторых подстанциях — телеизмерение (ТИ) по вызову. Используются телефонные кабели. На рис. 10-2,*б* приведена схема телемеханизации крупного предприятия. На рис. 10-3 показан диспетчерский пункт управления электроснабжением крупного металлургического комбината.

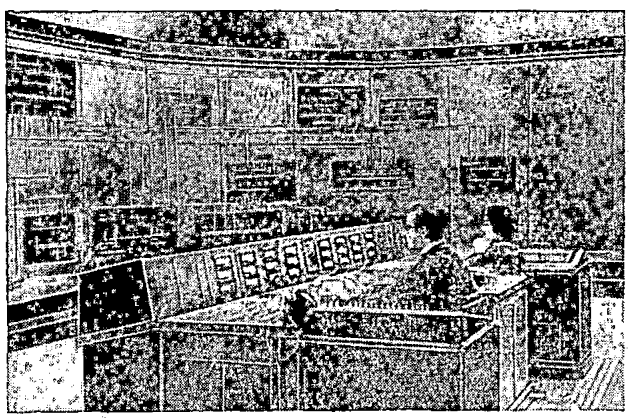


Рис. 10-3. Диспетчерский пункт электроснабжения металлургического комбината.

10-3. АВТОМАТИЗАЦИЯ

Новейшие прогрессивные решения в электроснабжении, которые были изложены в гл. 5, 8 и 9, стали возможными благодаря внедрению автоматики.

Устройства автоматического включения резерва (АВР), автоматического повторного включения (АПВ) и устройства автоматической разгрузки по частоте или по току (АРЧ или АРТ), примененные отдельно или в комплексе, способствуют упрощению схем электроснабжения предприятий и повышению их надежности и экономичности.

Автоматика позволяет простейшими средствами осуществить надежное питание отдельных ответственных электроприемников на низших ступенях электроснабжения, не прибегая к сплошному резервированию всех звеньев системы.

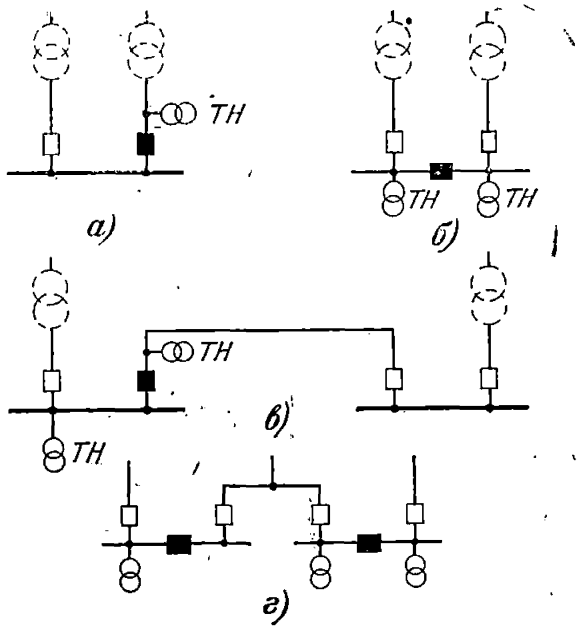


Рис. 10-4. Схемы автоматического включения резерва на напряжение 6—10 кВ.

а — АВР ввода или трансформатора; *б* и *г* — АВР секционного выключателя; *в* — АВР резервной перемычки между двумя подстанциями.

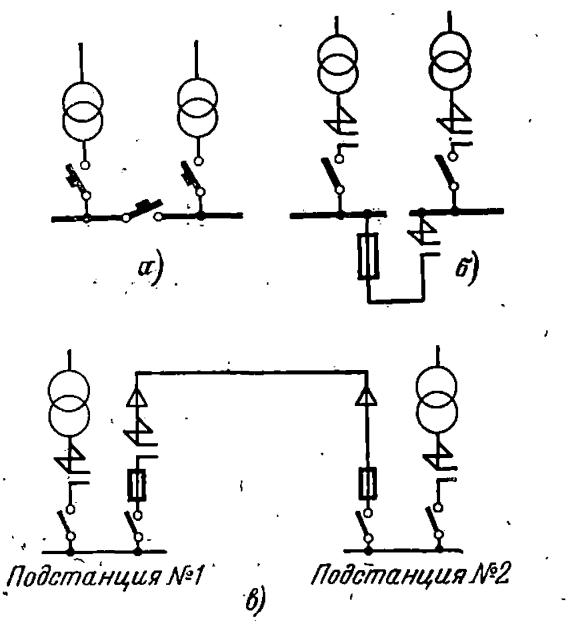


Рис. 10-5. Схемы автоматического включения резерва на напряжение до 1000 В.

а — АВР секционного автомата; *б* — АВР секционного контактора; *в* — АВР резервной перемычки.

Наличие на предприятиях крупных электродвигателей предъявляет повышенные требования к чувствительности, быстродействию и к надежности работы устройств автоматики для обеспечения устойчивости работы машин при кратковременной потере питания или внезапном снижении напряжения. Это вызывает усложнение этих устройств, а также связей и блокировок между ними.

Данные аварийной статистики показывают [Л. 10-2], что процент успешного действия АВР очень велик. За период с 1948 по 1959 г. он колеблется от 75,5 до 96,5% и в большинстве случаев (кроме двух) лежит в пределах 91—96,5%, т. е. практически близок к 100%. Процент успешного действия АПВ за период 1945—1959 гг. колеблется от 56,6 до 71,4%, что также составляет очень большую величину. На промышленных предприятиях обычно применяются простейшие однократные АПВ и простейшие схемы АВР на переменном оперативном токе.

Для телемеханизируемых выпрямительных агрегатов, за исключением агрегатов, питающих непосредственно приводные механизмы, предусматривается полная автоматизация процессов пуска и отключения, а также процессов охлаждения, поддержания вакуума и других вспомогательных операций.

Автоматическое включение резерва (АВР) является основным видом автоматизации в электроснабжении промышленных предприятий. Оно предусматривается на вводах, на секционных выключателях и на силовых трансформаторах и дает возможность быстрого и безошибочного восстановления питания, так как исключаются неправильные операции, могущие иметь место при ручных переключениях. Кроме того, применение АВР дает возможность:

повышения надежности электроснабжения с одновременным упрощением и удешевлением схем подстанций за счет отказа от двойной системы шин или вообще от сборных шин и т. п.;

отказа от параллельной работы линий и параллельной работы трансформаторов с вытекающим отсюда уменьшением токов короткого замыкания, упрощением релейной защиты и т. п. при одновременной вполне достаточной надежности и быстроте восстановления напряжения;

сокращения, а в некоторых случаях и полного отказа от дежурного персонала на подстанциях.

Автоматическое включение резерва, как правило, предусматривается для всех ответственных потребителей. На подстанциях, пи-

тающих потребителей 1-й категории, АВР является обязательным.

На рис. 10-4 представлены различные схемы питания предприятий с применением АВР на подстанциях 6—10 кВ.

Основными схемами АВР являются АВР секционного выключателя (рис. 10-4,*б* и *г*). Применяется также АВР резервного ввода, резервной перемычки между подстанциями или же резервного трансформатора (рис. 10-4,*а* и *в*), но эти схемы находят более редкое применение, чем схемы АВР секционного выключателя, так как холодный резерв теперь почти не применяется из-за плохого использования оборудования и кабелей. При таких схемах создаются более тяжелые условия самозапуска двигателей, так как в нем участвуют все двигатели, подключенные к данной подстанции, а не только к одной секции. Эта схема может быть применена на коротких перемычках.

В установках напряжением до 1000 В применяется АВР секционного автомата или контакторная схема на шинах вторичного напряжения ТП (рис. 10-5), а также АВР отдельных ответственных потребителей низшего напряжения на цеховых силовых пунктах по простейшим контакторным схемам. Здесь также наиболее употребительными и часто применяемыми являются схемы АВР секционного автомата. Схемы с контакторами могут быть применены при трансформаторах мощностью до 400—630 кВ·А; кроме схем с контакторами, показанных на рис. 10-5, могут быть применены также другие схемы с контакторами.

Пуск АВР может быть осуществлен от реле минимального напряжения или от сочетания действия реле минимального напряжения и реле понижения частоты. Первый способ пуска непригоден при крупных синхронных электродвигателях, так как пусковой орган реле минимального напряжения не имеет необходимой чувствительности и быстродействия [уставка $(0{,}25—0{,}3)U_н$]. Напряжение на зажимах синхронных электродвигателей после отключения питания продолжительное время поддерживается равным номинальному, и действие АВР задерживается. В этих случаях следует применять пусковой орган, сочетающий реле минимального напряжения и реле понижения частоты, имеющий лучшую чувствительность и большее быстродействие. Время от момента прекращения питания до начала работы реле понижения частоты составляет 0,2—1 с. Быстродействие АВР определяется характером электроприемников и должно согласовываться с временем действия защит и устройств АВР на смежных ступенях. Время действия АВР должно уменьшаться в направлении от потребителей к источнику питания. Для отдельных ступеней, к которым подключены электроприемники, требующие минимальной продолжительности перерыва питания (двигатели с самозапуском, непрерывный технологический процесс и т. д.), быстродействие АВР должно предусматриваться независимо от их удаленности от источника питания. Эффективность АВР должна обеспечиваться достаточной мощностью резервного источника или при необходимости автоматической разгрузкой по току.

Автоматическое повторное включение (АПВ). Назначением АПВ является быстрое автоматическое восстановление питания после самоликвидации кратковременных самоустраняющихся коротких замыканий в воздушных и кабельных линиях и других элементах электрических сетей.

Практика эксплуатации и статистические данные об авариях в электрических сетях [Л. 10-2] показывают, что значительная часть коротких замыканий носит неустойчивый, кратковременный характер, так как причины их быстро самоустраняются, изоляция в месте замыкания восстанавливается и отключенный участок сети может быть вновь включен в работу.

Причинами таких самоустраняющихся коротких замыканий на различных элементах сетей являются:

на воздушных линиях атмосферные перенапряжения, перекрытия проводов птицами или вследствие набросов, схлестывание проводов и т. п.;

на кабельных линиях пробои в кабельных муфтах с последующим заплывом места повреждения кабельной массой, а также неустойчивое короткое замыкание на кабельных сборках и на токопроводах вследствие перекрытий и по другим причинам;

на сборных шинах коммутационные перенапряжения, перекрытия, неправильные операции с разъединителями и т. п.

Кроме перечисленных причин, имеют место также отключения выключателей из-за ложного срабатывания газовой защиты трансформаторов при кратковременных толчках нагрузки в сети, из-за обратных зажиганий в ртутных выпрямителях, толчков тока на линиях постоянного тока тяговых сетей и по другим причинам.

Самоустранение причин, вызвавших отключение данного присоединения, является необходимым условием успешного действия АПВ.

Благодаря применению АПВ во многих случаях можно восстановить питание путем автоматического включения соответствующих

элементов сети и тем самым избежать перерыва электроснабжения потребителей. Кроме того, АПВ существенно помогает упрощению схем коммутации при применении короткозамыкателей, отделителей и выключателей нагрузки, а также в схемах с токопроводами и др. (см. гл. 5 и 8).

Успешно примененные вначале на воздушных линиях электропередачи устройства АПВ сейчас распространены на магистральные кабельные линии, на линии к однотрансформаторным подстанциям, не имеющим АВР со стороны низшего напряжения, на жесткие и гибкие токопроводы и т. д. АПВ применяется также для трансформаторов, сборных шин, ртутно-выпрямительных агрегатов, на отходящих линиях, питающих контактную сеть электрифицированного транспорта; на линиях к ответственным электродвигателям, временно отключаемым для обеспечения самозапуска других электродвигателей, а также после действия автоматической частотной разгрузки (АЧР) при восстановлении частоты и для других элементов системы электроснабжения. Применение АПВ в большинстве случаев позволяет отказаться от постоянного обслуживающего персонала на подстанциях. Это приводит к сокращению эксплуатационных расходов и к увеличению надежности, так как наличие автоматически действующих устройств исключает возможность неправильных операций. Кроме того, ручное или дистанционное повторное включение не может обеспечить необходимой быстроты обратного включения, требует наличия на подстанциях обслуживающего персонала или установки телемеханических устройств.

В электроснабжении промышленных предприятий обычно применяется однократное АПВ как наиболее простое и надежное и реже двукратное АПВ, т. е. с повторным включением элементов сети после первого неуспешного АПВ (например, на воздушных линиях при недостаточной их грозоупорности). Необходимость применения на промышленных предприятиях многократного АПВ может рассматриваться лишь в специальных случаях. Устройства АПВ выполняются с действием на включение всех трех фаз, так называемое трехфазное АПВ (сокращенно ТАПВ), и с действием на включение только одной фазы, так называемое пофазное АПВ (сокращенно ОАПВ). Трехфазное АПВ применяется в сетях напряжением 6—35 кВ, в сетях с напряжением 110—220 кВ с малым током замыкания на землю, а также в сетях 110—220 кВ с заземленной нейтралью в дополнение к однофазному автоматическому повторному включению (ОАПВ), а также во всех случаях, когда применение ОАПВ оказывается технически и экономически неоправданным. ОАПВ применяется в сетях с глухозаземленной нейтралью, где наибольший процент повреждений составляют однофазные короткие замыкания. ОАПВ обеспечивает при аварии передачу по линии около 60% мощности нормального режима, а при линиях с двусторонним питанием не приводит к разделению системы на несинхронно работающие части. Электрические устройства АПВ применяются для выключателей, снабженных электромагнитными, пневматическими и пружинными приводами с дистанционным и автоматическим включением и отключением. Схемы и устройства АПВ должны удовлетворять следующим требованиям:

обеспечивать достаточно длительный включающий импульс для надежного включения выключателя;

подавать импульс на включение выключателя только после возвращения механизмов привода в положение готовности к действию на включение, а для схем с пуском от защиты также после возврата релейной защиты;

не действовать при отключении выключателя вручную или при помощи телеуправления, а также при автоматическом отключении от релейной защиты непосредственно после включения вручную или при помощи телеуправления;

исключить возможность многократного включения выключателя на короткое замыкание при застревании или отказе любого контакта в схеме устройства.

Устройства АПВ обычно выполняются с возможностью ускорения защиты до или после АПВ. Ускорение защиты до АПВ сокращает до минимума время протекания тока короткого замыкания, благодаря чему уменьшаются вызываемые им разрушения и увеличивается возможность успешного АПВ. Оно заключается в том, что выдержка времени максимальной защиты выводится из действия и первое отключение выключателя осуществляется мгновенно. Если АПВ успешно, то все потребители снова быстро получат питание. Если же АПВ неуспешно, т. е. повреждение не устранилось, то выдержка времени релейной защиты автоматически вводится в действие и отключается селективно только поврежденный участок сети от действия своей защиты. Ускорение защиты после АПВ применяется с целью сокращения времени протекания тока короткого замыкания в случае, если повреждение после первого отключения не устранилось и, следовательно, АПВ было неуспешным. При успешном действии АПВ ускорение действия защиты автоматически

снимается, и она становится снова готовой к нормальному действию. Пуск АПВ предусматривается главным образом от несоответствия между положением ключа управления или командой персонала и положением выключателя. Кроме того, допускается пуск от защиты, а для промышленных предприятий допускаются и более простые решения. Временем действия АПВ называют время с момента отключения выключателя до замыкания его контактов при повторном включении. Это время определяется временем, необходимым для отключения выключателя, возврата в исходное положение реле защиты и привода, деионизации среды в месте короткого замыкания и некоторого запаса, учитывающего разброс собственного времени действия аппаратуры.

Для повышения эффективности АПВ время его действия принимается минимально возможным. Это создает более благоприятные условия для самозапуска питавшихся от такой линии синхронных и асинхронных двигателей; восстановление напряжения при двустороннем питании будет происходить без больших толчков и сброса нагрузки. Минимальное время АПВ определяется временем деионизации дугового промежутка в месте повреждения. Его рекомендуется принимать около 0,2 с. Так как собственное время отключения масляных выключателей, включая время действия привода, больше времени, требующегося для деионизации дугового промежутка, то при их применении дополнительную выдержку времени вводить не требуется. Воздушные выключатели обладают большим быстродействием, однако их механизм управления регулируется таким образом, что дугогасительные контакты находятся в разомкнутом положении в течение времени, достаточного для деионизации. Следовательно, в этом случае также можно применять АПВ без дополнительной выдержки времени. Дополнительная выдержка времени необходима на линиях с двусторонним питанием для согласования работы устройств АПВ как между собой, так и с установленной на линиях релейной защитой.

Ввиду более тяжелых условий работы выключателей при АПВ их номинальные отключаемые токи уменьшаются примерно на 20—40%. В механических устройствах АПВ для включения выключателей используются пружинные приводы (в пределах коммутационной способности). Это позволяет выполнить АПВ без применения мощных аккумуляторных батарей или компрессорных установок. Для линий с односторонним питанием наиболее целесообразно применение выключателей с пружинными приводами, позволяющими осуществление как механического, так и электрического АПВ на оперативном переменном токе. При применении выключателей с электромагнитными приводами, работающими от оперативного постоянного тока 110 или 220 В, используется устройство АПВ, выпускаемое Чебоксарским электроаппаратным заводом.

АПВ линий с двусторонним питанием осуществляется по более сложным схемам. Имеются устройства АПВ таких линий с блокировкой, контролирующей отсутствие встречного напряжения на линии, с блокировкой, контролирующей наличие и синхронизм встречного напряжения, с блокировкой, контролирующей синхронизм по току в параллельной цепи и др. На промышленных предприятиях такие АПВ могут найти очень редкое применение. АПВ шин и трансформаторов применяются в тех случаях, когда имеется специальная защита шин. Допускается выполнять АПВ шин простейшим способом в виде автоматического опробования путем подачи напряжения на шины при помощи включения от АПВ одного или нескольких из питающих элементов. Устройства АПВ трансформаторов предусматриваются на однотрансформаторных подстанциях в тех случаях, когда отключение трансформатора приводит к обесточиванию электроустановок потребителей, т. е. при отсутствии резервирования. АПВ происходит после отключения выключателя при коротком замыкании на шинах вторичного напряжения от максимальной токовой защиты. В отдельных случаях допускается действие АПВ и при отключении трансформатора защитой от внутренних повреждений. На двухтрансформаторных подстанциях при наличии АВР АПВ трансформаторов малоэффективно, особенно при применении надежных закрытых КРУ, где короткое замыкание на шинах вторичного напряжения мало вероятно: если же оно возникнет, то, как правило, бывает устойчивым. В этих случаях АПВ может быть целесообразно, если в начальный период эксплуатации подстанция длительно работает с одним трансформатором. В таких случаях действие АПВ должно правильно сочетаться с работой АВР.

Применение устройств АПВ в сетях 0,38 кВ, как правило, нецелесообразно, так как это требует сложной и дорогостоящей аппаратуры.

Сетевая автоматика должна сочетаться с работой и самозапуском электродвигателей (см. гл. 3). Самозапуск значительно облегчается при развозбуждении синхронных электродвигателей и при минимальном времени восстановления питания. Должна быть обеспе-

чена быстрейшая ликвидация подпитки места повреждения при коротком замыкании в питающих линиях. Большие затруднения при этом могут иметь место при наличии синхронных компенсаторов или синхронных двигателей главных приводов прокатных станов, механизмы которых обладают большими маховыми массами.

Автоматическая частотная разгрузка (АЧР). Для разгрузки генераторов системы при послеаварийных режимах предусматривается по заданию энергосистемы устройство автоматической частотной разгрузки АЧР, действующее при снижении частоты до определенной уставки. АЧР предназначена для отключения заранее намеченной наименее ответственной нагрузки предприятия с последующим автоматическим включением ее питания при восстановлении частоты. Устройство АЧР предусматривается на линиях 6, 10 и 35 кВ и на электростанциях предприятия. Для наименьшего народнохозяйственного ущерба при прекращении питания при действии АЧР необходимо при проектировании схемы электроснабжения распределить нагрузки по питающим линиям таким образом, чтобы при срабатывании АЧР не прекращалось питание ответственных потребителей, в частности электроприемников особой группы. Это в ряде случаев представляет затруднения, так как ответственные электроприемники далеко не всегда сосредоточены. В ряде случаев они распределены в разных пунктах электрической сети. Кроме того, при проектировании не всегда известны точные данные о значении нагрузки, подлежащей отключению во время послеаварийного режима, которое к тому же может подвергаться изменениям. Поэтому в проектах действие АЧР обычно распространяется на большое число присоединений, которые могут быть отключены в зависимости от характера аварии и ее развития.

В заключение необходимо отметить, что необоснованное применение автоматики или неправильное ее выполнение может привести к аварии. Имели место серьезные аварии на предприятиях, вызванные неправильным действием АВР. Поэтому при проектировании устройства АВР нужно производить проверку правильности их действия при всех возможных режимах работы предприятия с учетом технологических особенностей производства. Нужно учитывать также пусковые токи двигателей, которые повторно включаются при действии АВР. В схемах АВР нужно предусматривать блокировку, которая не дает отключать вводы в тех случаях, когда почему-либо происходит одновременное понижение напряжения на обеих секциях шин или на рабочем и резервном источнике питания. Отсутствие такой несложной блокировки вызвало ложное действие АВР на одном большом металлургическом заводе и привело к отключению обоих вводов и к развитию аварии, вызвавшему остановку доменных печей и причинившему большой материальный ущерб. Если по местным условиям при глубокой посадке напряжения на указанных источниках или на секциях не будет оперативного тока для отключения вводов, то блокировка не требуется. При этом нужно иметь в виду, что для полной невозможности отключения вводов при посадке напряжения на обоих источниках питания необходимо, чтобы напряжение возврата пусковых органов АВР при восстановлении напряжения было ниже, чем напряжение срабатывания отключающих катушек приводов выключателей на вводах. Если, например, питание подстанции при нормальном режиме происходит только по одной линии, а резервная линия постоянно находится под напряжением, то устройство контроля напряжения на резервной линии делать не обязательно, особенно в тех случаях, когда специально для этого на линиях 35—220 кВ нужно было бы установить дорогие трансформаторы напряжения.

Несогласованное применение автоматики также может привести к авариям. Так, например, на главной понизительной подстанции одного комбината произошла авария, приведшая к разрушению сдвоенного реактора из-за повреждения на одной из отходящих от шин 10 кВ ГПП кабельных линий. Развитие аварии имело место из-за несогласованности действия АВР и АПВ; последнее было в схеме излишним. Анализ аварии привел к выводу («Электрические станции», 1961, № 9), что при наличии АВР не следует оставлять в работе АПВ питающих линий на шинах цеховых подстанций, так как сочетание АПВ и АВР обусловило возможность параллельного включения обеих ветвей реактора на короткое замыкание. Необходимая надежность питания цеховой подстанции в данном случае была бы вполне обеспечена при наличии только АВР.

При наличии собственной заводской ТЭЦ, которая нормально работает параллельно с энергосистемой, необходимо прорабатывать вопрос о целесообразности и возможности автоматического отделения ее от системы при аварии в последней с целью сохранения питания от этой станции наиболее важных потребителей особой группы данного предприятия; а также иногда и для использования этой электростанции для разворота агрегатов других электростанций энергосистемы, если об

этом последует указание последней. Такое отделение необходимо, если в результате отключения линии связи с основным питанием на эту ТЭЦ ляжет нагрузка, значительно превышающая ее располагаемую мощность. Для этой цели следует предусматривать автоматическое делительное устройство в тех случаях, когда не представляется возможным осуществить АПВ линии связи без отделения ТЭЦ от этой линии. При этом от энергосистемы должна отделяться нагрузка, не превышающая по возможности располагаемой мощности данной ТЭЦ. В тех случаях, когда после отделения ТЭЦ ее нагрузка превышает располагаемую мощность, необходимо предусматривать ее разгрузку от менее ответственных потребителей. Разумеется, что все эти мероприятия при проектировании электроснабжения предприятия необходимо согласовывать с энергосистемой или с соответствующей проектной организацией Минэнерго СССР, выполняющей проект электроснабжения данного района.

10-4. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

а) ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ

Релейная защита промышленных электроустановок и электросетей должна выполняться в соответствии с разд. III ПУЭ и соответствующими разделами «Руководящих указаний по релейной защите».

Ниже кратко излагаются лишь общие принципиальные указания по защите в объеме, необходимом для правильного и рационального решения основных вопросов распределения электроэнергии на предприятиях, связанных с релейной защитой, а также даются несколько более подробные рекомендации по некоторым вопросам, специфичным для электрических сетей (в основном для напряжений 6—10 кВ) и трансформаторных подстанций промышленных предприятий.

При решении вопросов релейной защиты на промышленных предприятиях необходимо учитывать происшедшее за последние годы значительное повышение требований к их электроснабжению (см. гл. 1, 5, 8).

На крупных энергоемких преприятиях появились распределительные сети и крупные узловые подстанции на напряжение 110—220 кВ со сборными шинами, мощные токопроводы напряжением 6—35 кВ.

Увеличиваются число и единичная мощность электродвигателей, в связи с чем усложняются требования к их защите, пуску и самозапуску. Растут единичные мощности и число электроприемников с толчковой нагрузкой (см. гл. 7), в связи с чем возникает вопрос об отстройке защиты при кратковременных толчках нагрузки.

Требуют рационального решения вопросы релейной защиты сетей при наличии в них высших гармонических, могущих перейти в сеть энергосистемы. Наличие широкого амплитудного спектра высших гармоник неблагоприятно отражается на работе релейной защиты. Требуют усовершенствования и удешевления системы передачи отключающего импульса на защиту головных участков линий, питающих упрощенные подстанции 110—220 кВ (см. гл. 8).

Из изложенного вытекает, что требования к быстродействию, чувствительности, селективности и надежности релейной защиты и автоматики на современных крупных энергоемких предприятиях очень жесткие.

В некоторых случаях возникает необходимость применения дистанционных защит, позволяющих улучшить отстройку от режимов работы дуговых электропечей, запуска и самозапуска электродвигателей и т. п. Отказы релейной защиты на таких предприятиях, особенно при непрерывном производственном процессе и взаимосвязанной технологии, могут привести к большим ущербам. Поэтому при построении общей схемы электроснабжения необходимо учитывать специфические условия технологии предприятия и предусматривать выполнение наиболее надежной и простой релейной защиты, а также предусматривать возможности предотвращения или ликвидации нарушений нормального режима, представляемые автоматикой (см. § 10-3).

Повышению надежности работы релейной защиты и автоматики способствует применение устройств РЗА с использованием полупроводников, имеющих ряд преимуществ перед релейно-контактными устройствами в отношении быстродействия, чувствительности (высокий коэффициент возврата), малого потребления мощности и общей надежности работы. При этом на выходных узлах РЗА используются электромеханические малогабаритные реле, контакты которых рассчитаны на коммутирование цепей включения и отключения приводов выключателей. Применение защит с использованием полупроводников позволит значительно повысить общую надежность электроснабжения предприятий.

На небольших и средних предприятиях, в частности при отсутствии электроприемников, при работе которых ухудшается качество электроэнергии, требования к релейной защите внутризаводских сетей и трансформаторов менее жесткие.

6) ЗАЩИТА ВНУТРИЗАВОДСКИХ СЕТЕЙ И СЕТЕВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Защита внутризаводских сетей базируется в основном на применении простых малорелейных схем на переменном оперативном токе с минимальным количеством контактов реле, последовательно участвующих в работе схемы.

При проектировании нужно предусматривать применение комплектных устройств защиты и сигнализации на переменном и постоянном оперативном токе, в том числе защиты с использованием полупроводников. Не следует без необходимости усложнять защиту для ускорения ее действия, так как в случае необходимости ускорения можно допустить неселективное срабатывание релейной защиты, по возможности исправляемое последующим действием АВР и АПВ. Максимальная токовая защита в простых сетях напряжением 6—35 кВ выполняется обычно при помощи реле прямого действия. Если же по условиям селективности или чувствительности защиты нужно применить реле косвенного действия, то рекомендуются схемы с двумя реле типа РТ-40, или РТ-80, включенными на фазные токи, или с одним реле, включенным на разность токов двух фаз. Последняя схема имеет пониженную чувствительность при коротком замыкании между двумя фазами, на одной из которых нет трансформаторов тока, и поэтому ее можно применять только в тех случаях, когда такое снижение чувствительности допустимо. Трехрелейные схемы применяются в тех случаях, когда защита с одним или двумя реле недостаточна по условиям чувствительности или надежности или когда защита с тремя реле специально рекомендована для данного случая, как, например, это сделано для защиты блока трансформатор — магистраль напряжением до 1000 В (см. рис. 10-6).

Рекомендуется к широкому применению в пределах параметров реле схема с дешунтированием отключающей катушки привода выключателя контактами реле с применением модификаций максимальных реле типа РТ-80 с усиленными контактами на размыкание и сериесных промежуточных реле РП. Схемы защиты с промежуточными насыщающимися трансформаторами с нормально разомкнутой их вторичной обмоткой не рекомендуются. Типы защитных реле выбираются с учетом максимальной однотипности их на данном объекте. Максимальная токовая защита от междуфазных замыканий включается на одни и те же фазы для всех элементов сети. Чувствительность максимальных токовых защит, токовых отсечек и пусковых токовых органов сложных защит определяется при минимальном режиме системы, когда токи повреждения будут иметь минимальные значения. Для согласования чувствительности максимальных защит на последовательных участках сети необходимо, чтобы ток срабатывания их повышался по направлению к источнику питания. Основная защита данного элемента установки должна по возможности выполняться таким образом, чтобы она действовала в качестве резервной защиты при повреждении на нижерасположенном элементе. В отдельных случаях бывает целесообразно предусматривать дополнительную защиту простейшего типа (например, токовую отсечку), если при этом повышаются надежность, быстрота или чувствительность защиты. В целях упрощения допускается выполнение резервной защиты неселективной в случаях, предусмотренных в § III-2-17 ПУЭ.

Для питания цепей напряжения релейной защиты установок напряжением 35 кВ и выше вместо трансформаторов напряжения, установленных на данном напряжении, могут быть применены трансформаторы напряжения, установленные на вторичном напряжении (6—10 кВ) силовых трансформаторов данной электроустановки, емкостные устройства отбора напряжения и др. (см. ПУЭ § III-2-30), что важно для районов с загрязненной средой.

На линиях с односторонним питанием при раздельной их работе релейная защита обычно устанавливается только на головных участках (со стороны питания), за исключением случаев, когда защита на приемном конце линии требуется для управления АПВ или АРВ.

На линиях, отходящих от шин ГПП, ПГВ и цеховых подстанций, предусматривается, как правило, максимальная токовая защита от многофазных замыканий. В необходимых случаях, в частности для защиты кабелей, прокладываемых в туннелях, или для защиты линий, отходящих от шин подстанций с синхронными электродвигателями или конденсаторами, где выдержка времени максимальной токовой защиты может оказаться неприемлемой по обеспечению термической устойчивости кабелей или по условиям устойчивости синхронных машин, допускается установка быстродействующих защит, в том числе и продольной дифференциальной токовой защиты. Допускается также применение неселективных защит совместно с устройствами АПВ, исправляющими указанное неселективное действие. На линиях связи 6—10 кВ между ТЭЦ и ГПП рекомендуется предусматривать быстродействующие защиты от многофазных замыканий: максимальную токовую в сочетании с отсечками или без них, продольную дифференциальную и др. (см. III-2-74 ПУЭ). Такие же защиты рекомендуется устанавливать на связях меж-

ду двумя ГПП, если хотя бы к одной из них присоединены крупные синхронные электродвигатели.

На нормально разомкнутых секционных выключателях предусматривается максимальная токовая быстродействующая защита для опробования шин с выводом ее из действия при включенном выключателе. На нормально замкнутых секционных выключателях ставится максимальная защита с мгновенным отключением или с выдержкой времени, согласованной с остальными звеньями схемы электроснабжения. На шиносоединительных выключателях предусматривается максимальная токовая защита с двумя ступенями: мгновенной, применяемой при опробовании шин, и с выдержкой времени, с широким диапазоном регулирования времени и с уменьшенными требованиями в отношении селективности и чувствительности, которая применяется для защиты шин и для резервирования защиты других присоединений.

Для трансформаторов мощностью менее 1000 кВ·А в качестве основной защиты применяется максимальная токовая защита, которая ставится только на стороне питания. При выдержке времени максимальной токовой защиты 1 с и менее токовая отсечка не требуется. Для трансформаторов 1000 кВ·А и более указанная защита служит также для резервирования основных защит трансформатора: газовой, дифференциальной отсечки.

При выборе тока трогания максимальной токовой защиты трансформаторов учитываются возможные токи перегрузки при отключении параллельно работающих трансформаторов или при наличии АВР при раздельно работающих трансформаторах, а также токи самозапуска электродвигателей, питаемых от трансформаторов.

Специальная защита от перегрузки кабельных линий и трансформаторов, как правило, не применяется. В отдельных случаях, когда по режиму работы возможны опасные систематические перегрузки, допускается предусматривать защиту от перегрузки, действующую на сигнал или на разгрузку от неответственных потребителей. Лишь при наличии специальных обоснований, например при отсутствии постоянного дежурства, телеконтроля и вызывной сигнализации и невозможности устранения перегрузки средствами, допускается действие этой защиты на отключение.

На подстанциях промышленных предприятий, как правило, предусматривается сигнализация однофазных замыканий на землю в сети 6—10 кВ. В частности, она применяется при большом количестве отходящих кабельных линий с нагрузками 1-й категории для ускорения отыскания места повреждения, если устройство контроля изоляции не обеспечивает достаточно быстрого отыскания места повреждения. При этом в сетях с компенсированной нейтралью, в особенности в тех случаях, когда для компенсации емкостных токов замыкания на землю применяются автоматически регулируемые дугогасящие реакторы, рекомендуется использовать для сигнализации устройства, например, типа УСЗ или другие, если для их срабатывания не требуется увеличения тока замыкания на землю.

Защита от однофазных замыканий на землю с действием на отключение в распределительных сетях 6—10 кВ промышленных предприятий предусматривается, когда такая защита с действием на отключение имеется на вышележащих ступенях. Выполнение этой защиты с действием на отключение применяется и в тех случаях, когда по условиях резервирования в схеме электроснабжения это не прекращает питания электроустановок. Действие этой защиты на отключение является обязательным, когда это требуется по условиям безопасности, например, с целью предупреждения возможности возникновения пожара кабелей при прокладке большого их числа в туннеле или на линиях, питающих передвижные подстанции, (по условиям охраны труда). При этом в сетях с токами однофазного замыкания 0,2—20 А следует использовать чувствительную направленную защиту типа ЗЗП, устанавливаемую на подлежащих отключению присоединениях. Защита от замыканий на землю, действующая на отключение, выполняется двухступенчатой. Вторая ступень — защита максимального напряжения нулевой последовательности — должна действовать на отключение всех источников питания с одновременным запретом АВР и АПВ.

Газовую защиту следует обязательно применять для всех масляных трансформаторов мощностью 6300 кВ·А и более и для трансформаторов мощностью 630 кВ·А и более, установленных на внутрицеховых подстанциях. ПУЭ допускают установку газовой защиты также на трансформаторах мощностью 1000—4000 кВ·А, что обычно и делается. Газовая защита трансформаторов 1000—4000 кВ·А обязательна при отсутствии на них быстродействующей защиты: дифференциальной, отсечки или при максимальной защите с временем действия более 0,5—1 с. При отсутствии в непосредственной близости от трансформатора отключающего аппарата, например при выносных цеховых трансформаторах, допускается действие на сигнал обеих ступеней газовой защиты, т. е. как при слабом, так и при интенсивном газообразовании, при условии вы-

полнения раздельной сигнализации от обоих элементов газового реле, отличающейся по характеру сигнала: на первой ступени — звонок, на второй ступени — сирена.

Для понижающих трансформаторов, залитых совтолом, вместо газовой защиты применяется защита от повышения давления.

Релейную защиту электродвигателей напряжением выше 1000 В следует выполнять в соответствии с рекомендациями гл. V-3 ПУЭ с учетом следующих указаний:

1. Для облегчения самозапуска электродвигателей следует широко применять быстродействующие защиты в сетях внутреннего и внешнего электроснабжения.

2. Для обеспечения бо́льшей чувствительности дифференциальной защиты электродвигателей с динамическим торможением целесообразно предусматривать установку на линии динамического торможения трансформаторов тока для подключения их к токовым цепям указанной защиты.

3. Для двигателей с резкопеременной ударной циклической нагрузкой релейная защита от перегрузки должна иметь, как правило, характеристику, максимально приближенную к тепловой характеристике двигателя. Релейную защиту указанных двигателей от асинхронного режима следует выполнять по возможности быстродействующей, с действием на отключение двигателя от сети.

в) ЗАЩИТА ОТ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ НА СТОРОНЕ 0,38 кВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Для понижающих трансформаторов мощностью 400(320) кВ·А и более с первичным напряжением до 35 кВ включительно и с соединением обмоток звезда — звезда с заземленной нулевой точкой на стороне низшего напряжения предусматривается специальная защита от однофазных замыканий на землю на стороне низшего напряжения, если защита от токов, обусловленных внешними короткими замыканиями, не реагирует на эти повреждения. Указанная защита воздействует на выключатель или выключатель нагрузки на стороне высшего напряжения или же на автомат на стороне низшего напряжения трансформатора. Эта защита обязательна для блоков трансформатор — магистраль низшего напряжения при шинопроводах, но может не применяться на подстанциях с распределительными щитами, если последние находятся от трансформатора не далее 30 м или если соединение между трансформатором и щитом или сборкой выполнено трехфазными кабелями, при которых однофазные замыкания на землю обязательно переходят в междуфазные, а отключение последних в конце участка у сборки надежно обеспечивается защитой трансформатора.

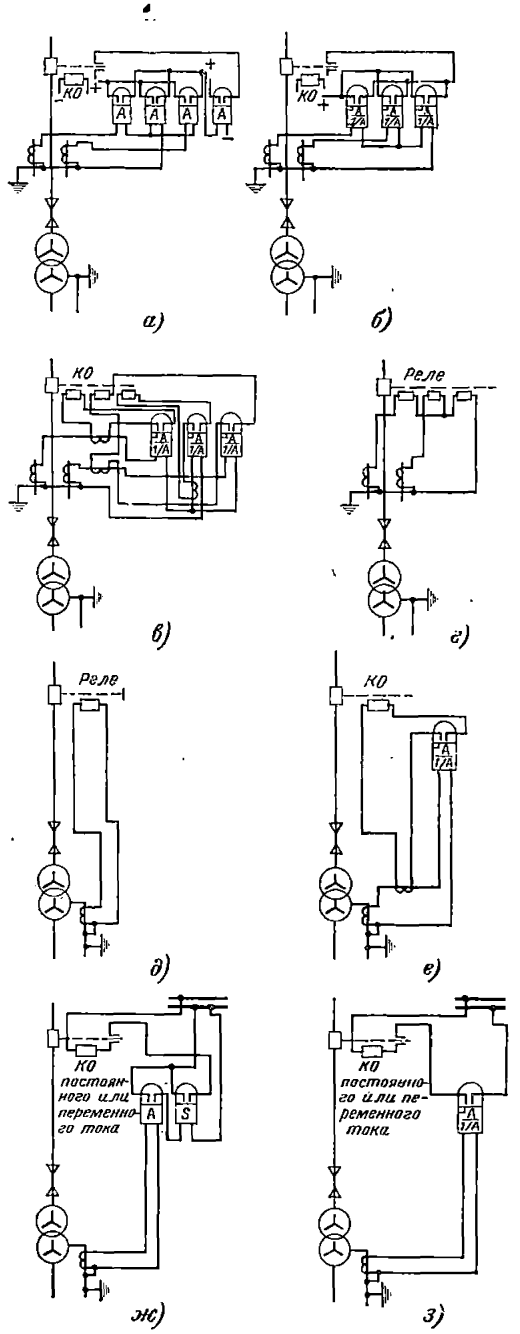


Рис. 10-6. Схемы защиты от однофазных замыканий на землю при системе блока трансформатор — магистраль низшего напряжения.

а — с помощью трех реле типа РТ-40; *б* — с помощью трех реле типа РТ-80; *в* — с помощью трех реле типа РТ-80 с ТКБ; *г* — с помощью трех реле прямого действия; *д* — схема защиты в нулевом проводе с помощью реле прямого действия с механической выдержкой времени; *е* — схема защиты в нулевом проводе с помощью реле типа РТ-80 с ТКБ; *ж* — с помощью реле типа РТ-40 и реле времени, действующего на отключающую катушку выключателя; *з* — с помощью реле типа ТР-80, действующего на отключающую катушку выключателя.

Для блоков трансформатор — магистраль напряжением до 1000 В защиту от однофазных замыканий на стороне низшего напряжения трансформаторов мощностью до 1000 кВ·А, 3—10/0,4 кВ с соединением обмоток Δ/Δ — 12 с заземленной нулевой точкой рекомендуется выполнять по одной из схем, приведенных на рис. 10-6. Выбор защиты производится в зависимости от мощности трансформаторов, а также от сечения и конструктивного выполнения магистралей [Л. 10-1].

Значения расчетных токов однофазного короткого замыкания определяют, исходя из длины силовой магистрали (а также магистрали зануления). Если на стороне низшего напряжения трансформаторов устанавливаются автоматы, которые имеют отключающую катушку постоянного или переменного тока, то можно применить схемы с защитой в нулевом проводе, аналогичные схемам, показанным на рис. 10-6,*ж* и *з*. В частности, это целесообразно в тех случаях, когда для действия защиты на выключатель стороны высшего напряжения потребовалась бы прокладка специального контрольного кабеля. Специальная защита в нулевом проводе необходима также и при защите указанных трансформаторов предохранителями, установленными на стороне высшего напряжения.

Защиту от однофазных замыканий без выдержки времени можно применить только в том случае, если отсутствуют требования к селективности ее работы с предохранителями или другими аппаратами защиты, установленными на стороне 400/230 В блока трансформатор — магистраль. Защиту с одним реле, включенным на разность токов двух фаз, нельзя применить для данного случая, так как при однофазном коротком замыкании на фазе, на которой не установлен трансформатор тока, она не будет работать. Двухфазную защиту с двумя реле на стороне высшего напряжения нельзя применять для трансформаторов мощностью более 160 кВ·А, так как при коротком замыкании на фазе, на которой не установлено реле, приходится считаться с токами однофазного короткого замыкания, на которые реле практически не могут быть настроены. Защиту по схеме рис. 10-6,*д*, выполненную с помощью реле прямого действия, встроенного в привод выключателя, нельзя применять при установке в нуле трансформатора маломощных катушечных трансформаторов тока. Предохранители нельзя использовать для защиты от однофазных коротких замыканий в магистрали, так как время плавления плавкой вставки при этих режимах получается вследствие малых токов недопустимо большим.

г) ЗАЩИТА ПРИ ПРИМЕНЕНИИ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ НАГРУЗКИ И ПРЕДОХРАНИТЕЛЕЙ

Защита предохранителями может быть применена в тех случаях, когда она удовлетворяет условиям селективности и чувствительности, требуемым для данного участка электрической сети, и не препятствует применению необходимой автоматики (АВР, АПВ). В большинстве случаев предохранители применяются в комплекте с выключателями нагрузки; область применения этой защиты ограничивается номинальными параметрами указанных аппаратов и их предельно отключаемым током (см. гл. 5 и 8).

При коротких замыканиях и сверхтоках, превышающих значения, допустимые для выключателей нагрузки, защита осуществляется предохранителями типа ПК, предельная мощность отключения (трехфазная) которых составляет 200 МВ·А. При ненормальных режимах и повреждениях, не вызывающих сверхтоков, недопустимых для выключателей нагрузки, защита осуществляется при помощи соответствующих защитных реле: токовых, газовых и др., которые воздействуют своими

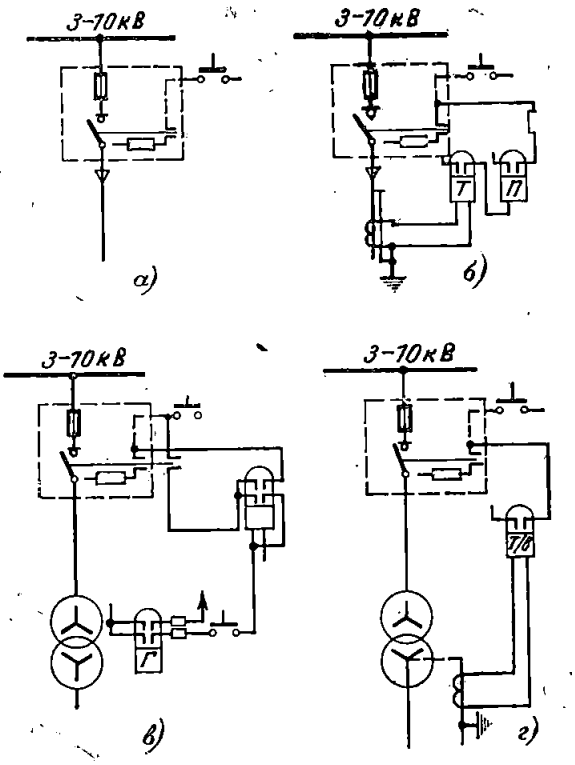


Рис. 10-7. Схема защиты подстанций с применением выключателей нагрузки.

а — защита линии от коротких замыканий; *б* — защита линии от коротких замыканий и замыканий на землю; *в* — защита трансформаторов от коротких замыканий и внутренних повреждений; *г* — защита блока трансформатор — магистраль от коротких замыканий в трансформаторе и от однофазных замыканий на землю в магистрали.

вспомогательными реле и отключающей катушкой на отключение выключателя нагрузки (рис. 10-7). В этих случаях токи повреждения недостаточны для быстрого плавления плавкой вставки предохранителя и релейная защита опережает работу предохранителя. Отключение выключателей нагрузки можно допустить при действии следующих видов защиты: газовой, от замыканий на землю в магистрали низшего напряжения при схеме блока трансформатор — магистраль; от замыканий на землю линий 6—10 кВ разного назначения в сетях с малым током замыкания на землю в тех случаях, когда такая защита требуется ПУЭ (разд. III); от понижения напряжения с уставкой по напряжению срабатывания около 0,5 $U_н$ и с уставкой по времени 0,5 с и выше; от перегрузок с выдержкой времени 10 с, устанавливаемой в одной фазе, в тех случаях, когда она требуется ПУЭ (разд. III). При развитии указанных повреждений и увеличении сверхтоков до значений, недопустимых для выключателя нагрузки, предохранитель срабатывает ранее отключения выключателя нагрузки [Л. 10-1].

Релейная защита при применении выключателей нагрузки выполняется так же, как и при обычных выключателях.

При применении предохранителей на разных ступенях сети соблюдается селективность защиты, которая зависит от соотношения токов плавких вставок, от сечения и материала вставок.

При защите трансформаторов соблюдается также селективность между предохранителями на стороне напряжения 6—10 кВ и защитой на стороне низшего напряжения, которая может быть выполнена плавкими предохранителями или же воздушными автоматами. Выбор предохранителей, установленных на стороне высшего напряжения трансформатора, должен обеспечивать селективность с релейной защитой на вышележащих ступенях во всех случаях при коротких замыканиях на стороне высшего напряжения трансформатора. Рекомендуется добиваться селективности защиты также и при коротких замыканиях внутри трансформатора.

Чтобы обеспечить селективность между предохранителями в сетях 6—10 кВ, необходимо:

при номинальных токах плавких вставок предохранителей ПК до 30 А включительно выбирать плавкую вставку в данной точке сети на одну ступень ниже, чем у вышерасположенного предохранителя;

при номинальных токах плавких вставок более 30 А выбирать интервал между соседними пунктами установки предохранителей не менее чем в две ступени номинального тока плавких вставок.

При применении стреляющих предохранителей для защиты трансформаторов напряжением 35—110 кВ и выше основным условием является соблюдение селективности их действия с защитами отходящих линий 6—10 кВ и с защитой на головном участке питающих линий 35—110 кВ, что в ряде случаев представляет затруднения [Л. 8-7].

д) ЗАЩИТА УПРОЩЕННЫХ ПОДСТАНЦИЙ 110—220 кВ ПРИ ПОДПИТКЕ НА ВТОРИЧНОМ НАПРЯЖЕНИИ

Если на вторичном напряжении «отпаечных» подстанций с короткозамыкателями и отделителями присоединены крупные синхронные двигатели (СД), синхронные компенсаторы (СК), линии связи с ТЭЦ и т. п., то при проектировании релейной защиты и автоматики нужно учитывать подпитку от этих источников короткого замыкания на стороне первичного напряжения 110—220 кВ. Дело в том, что при коротком замыкании между отделителем *1* подстанции № 1 и выключателем,

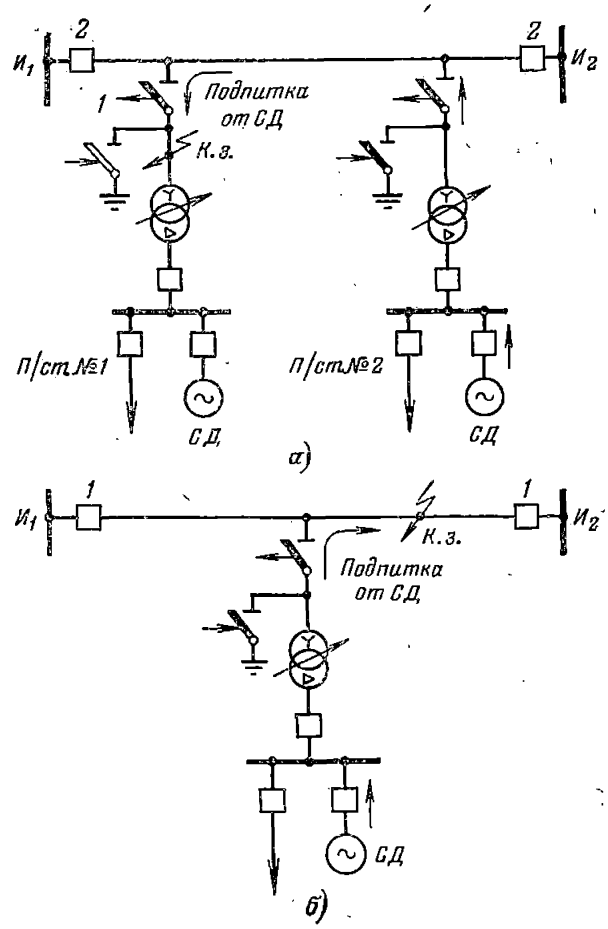


Рис. 10-8. Схемы с подпиткой от синхронных двигателей.

установленным на стороне вторичного напряжения этой подстанции (рис. 10-8,*а*), выключатели *2* на $И_1$ и $И_2$ хотя и будут отключены, но к месту короткого замыкания будет притекать ток от СД, подключенных к шинам вторичного напряжения подстанции № 2. Этот ток, протекая через трансформатор тока в цепи короткозамыкателя и подключенное к нему токовое реле, блокирует отделитель, который останется включенным. Следовательно, АПВ питающих линий будут неуспешными и нельзя будет восстановить питание трансформаторов, подключенных ко всем остальным ответвлениям от этой линии. Но возможен и другой случай. Так как чувствительность вышеупомянутого реле токовой блокировки в приводе короткозамыкателя невелика, то при уменьшении первичного тока реле (примерно 500—800 А) до 40% и ниже реле может позволить отделителю отключиться. Следовательно, при еще значительных токах подпитки места короткого замыкания от СД соседней подстанции (200—300 А) блокировка перестает действовать и отделитель отключит недопустимый для него ток, что приведет к аварии.

Если же произойдет короткое замыкание на линии 110—220 кВ, к которой подключены отпайки к трансформаторам (рис. 10-8,*б*), то хотя выключатели *1* на источниках питания $И_1$ и $И_2$ и будут отключены защитой, но питание места повреждения может продолжаться током от СД, и поэтому АПВ источников питания будет неуспешным.

При подпитке от синхронных двигателей будет замедляться пуск АВР на стороне вторичного напряжения трансформаторов, так как СД поддерживают напряжение на шинах 6—10 кВ и оно снижается медленнее, чем при отсутствии подпитки, тем более, что при небольшом снижении напряжения действует форсировка возбуждения СД, а уставка реле напряжения в схеме АВР выбирается низкая по ряду условий (например, для отстройки от случайных быстропреходящих эксплуатационных понижений напряжения в сети и т. д.).

При быстродействующих АПВ или АВР частота вращения СД может оставаться близкой к синхронной и, следовательно, э. д. с. этих двигателей будет достаточно высока с учетом также форсировки возбуждения. Поэтому при несинхронном включении электродвигателей в результате действия автоматики могут быть большие броски тока, опасные для этих электродвигателей.

Все эти обстоятельства осложняют защиту и автоматику, вызывают серьезные неудобства в эксплуатации, и их необходимо учитывать при построении системы электроснабжения по упрощенным схемам. Для этой цели предусматриваются релейные устройства, которые фиксируют возникновение повреждений на питающей линии 35—220 кВ или же на ответвлении к другой подстанции, присоединенной к этой линии. Указанные устройства воздействуют на отключение вышеупомянутых источников подпитки со стороны вторичного напряжения с последующим восстановлением питания действием автоматики или же снятие возбуждения синхронных машин, подпитывающих место повреждения с последующей ресинхронизацией.

Для прекращения подпитки места повреждения после отключения питающей линии может быть предусмотрена защита, реагирующая на снижение частоты, сблокированная по направлению активной мощности или же по другому принципу.

е) ЗАЩИТА ТОКОПРОВОДОВ

При проектировании релейной защиты токопроводов необходимо учитывать их специфику по сравнению с кабельными линиями. Токопроводы присоединяются непосредственно к шинам 6—10 кВ ГПП и ТЭЦ без реактирования, и поэтому при повреждениях в начале токопровода в нем возникают большие токи к. з. и глубокие понижения напряжения в системе электроснабжения. Однако ввиду большой реактивности токопровода ток короткого замыкания значительно снижается по мере удаления от источника питания. Поэтому при к. з. в конце токопровода или за реактором на вводе в одном из последних РП этот ток может оказаться соизмеримым с максимальным током нагрузки, особенно при выходе из одной из цепей токопровода и переводе всей нагрузки на оставшуюся цепь, с учетом также самозапуска электродвигателей, могущего иметь место в этот период. Поэтому к защите токопроводов предъявляются высокие требования в отношении селективности и чувствительности.

Основная защита токопровода выполняется при помощи полной продольной дифференциальной токовой защиты в двухфазном двухрелейном исполнении без дополнительной выдержки времени. Она должна отключать токопровод при междуфазных к. з. в токопроводе и на ответвлениях от него к РП (в реакторе и ошиновке до вводных выключателей). Может быть также применена токовая отсечка в двухфазном двухрелейном исполнении или дистанционная защита в комбинации с дифзащитой реакторов на ответвлениях от токопроводов, но при этом схема усложняется и удорожается.

В качестве разервной защиты токопроводов применяется максимальная токовая с выдержкой времени или максимальная токовая с выдержкой времени с пуском по напряжению. Могут быть применены также более сложные защиты: дистанционная с выдержкой времени; токовая направленная обратной последовательности от несимметричных к. з. в сочетании с неполной дифзащитой с выдержкой времени от трехфазных к. з. Резервная защита действует при отказе основной защиты при всех видах междуфазных повреждений в зоне токопровода и должна быть чувствительной при к. з. в наиболее удаленной точке токопровода. Она должна также резервировать защиты линий 6—10 кВ, отходящих от РП. Если токопроводы подключаются непосредственно к шинам заводской ТЭЦ, то резервная защита (при отключенной основной) должна обеспечить отключение без выдержки времени междуфазных к. з. при понижении на шинах ТЭЦ напряжения ниже 0,6 для сохранения устойчивой работы ТЭЦ с системой. Для этой цели применяется токовая отсечка в двухфазном двухрелейном исполнении. Ее уставка принимается исходя из отстройки от максимального тока к. з. за реактором на ближайшем РП, присоединенном к токопроводу.

Схемы и расчеты релейной защиты и примеры ее выполнения приведены в [Л. 1-16 и 11-1].

10-5. УЧЕТ И ИЗМЕРЕНИЯ

Система учета и измерений определяется схемой электроснабжения предприятия, характером присоединяемых потребителей и схемой их коммутации. Она разрабатывается исходя из необходимого минимума приборов таким образом, чтобы не было приводящего к излишествам дублирования приборов на различных ступенях электроснабжения. Так, например, не следует устанавливать счетчики на линиях, питающих несколько хозрасчетных единиц, так как учет электроэнергии производится на этих последних.

Система учета электроэнергии на промышленных предприятиях должна давать возможность:

определения количества электроэнергии, полученной от энергоснабжающей организации;

производства внутризаводского межцехового расчета за электроэнергию, израсходованную различными хозрасчетными единицами промышленного предприятия;

установления, уточнения и контроля удельных норм расхода электроэнергии на единицу продукции или полуфабриката;

контроля потребления и выработки реактивной мощности по всему предприятию в целом и по отдельным наиболее крупным потребителям, а также определения средневзвешенного коэффициента мощности предприятия.

Место установки расчетных счетчиков активной и реактивной мощности выбирается в соответствии с указаниями ПУЭ.

Счетчики активной и реактивной энергии, служащие для расчета с энергоснабжающей организацией, в соответствии с ПУЭ устанавливаются на питающих пунктах.

На транзитных подстанциях расчет следует производить на стороне низшего напряжения трансформаторов, что также разрешается ПУЭ.

Внутризаводской учет в этих случаях следует всегда осуществлять на стороне низшего напряжения трансформатора.

Непрерывно возрастающая энергоемкость и электропотребление промышленных предприятий требуют применения централизованного учета электроэнергии и сосредоточения всех приборов регистрации и суммирования показаний на одном оперативно-контрольном пункте предприятия. Следует предусматривать автоматизированную систему учета электроэнергии с фиксацией максимума нагрузки в часы максимума энергосистемы. Белорусским филиалом Энергетического института им. Г. М. Кржижановского разработана централизованная комплексная информационно-измерительная система учета и контроля электроэнергии — ИИСЭ1-48, предназначенная для сбора, суммирования и накопления информации о потребляемой и отдаваемой активной и реактивной электроэнергии промышленным предприятием.

Система ИИСЭ1-48 позволяет производить учет совмещенного максимума активной нагрузки предприятия в часы максимума энергосистемы, а также определять максимум потребляемой реактивной мощности. Система позволяет производить расчеты за электроэнергию по заявленной предприятием нагрузке в часы максимума энергосистемы. Это дает возможность уменьшить эксплуатационные расходы и капитальные затраты и получить экономию топлива.

Система ИИСЭ1-48 состоит из шкафа информационно-вычислительного устройства (ИВУ), самопищущего потенциометра КСП2-016, печатающего устройства МП16-2, электрических счетчиков активной и реактивной энергии с датчиками импульсов. Потенциометр КСП2-016 регистрирует суммарную мощность, потребляемую предприятием, и дает возможность диспетчеру регулировать электрическую нагрузку предприятия в часы мак-

симума энергосистемы. Максимальное число каналов учета 48. Система работает от трехфазной сети переменного тока 380/220 В. Имеется резервный блок питания для подачи напряжения 220 В от резервного источника без перерыва питания. Система потребляет в среднем 500 Вт, допустимое колебание напряжения +10÷—15%. К датчику каждого счетчика подводится кабель марки ТПВ или ТГ 5×2×0,5. Допускается присоединение двух соседних счетчиков к одному кабелю. Совмещение измерительных цепей системы с цепями общей телефонной сети в общем телефонном кабеле, по разъяснению Госэнергонадзора, не допускается.

Указанная система учета электроэнергии должна органически входить в упомянутую выше комплексную автоматизированную систему управления предприятием (АСУП), что следует предусматривать при проектировании телемеханизации, а также она должна передавать соответствующую информацию в диспетчерскую службу энергосистемы. В 1974 г. начат промышленный выпуск ИИСЭ1-48 пока еще в ограниченном количестве.

Для этих же целей институтом ВНИИпроектэлектромонтаж разработана аналогичная система централизованного учета электроэнергии, которая также передана для промышленного освоения. В отличие от ИИСЭ1-48 эта система предусматривает сокращенное число каналов связи для передачи информации от установленных на подстанциях счетчиков электроэнергии на центральный диспетчерский пункт предприятия (ЦДП). В качестве каналов связи используются телефонные кабели с выделенными в них жилами для телемеханической передачи сигнала. Это упрощает и удешевляет систему и позволяет применять ее на действующих предприятиях без дополнительных затрат на кабели связи. Предельное число обрабатываемых счетчиков в этой системе может достигнуть 1000. Система предусматривает сигнальные лампы, указывающие оператору на превышение максимальной нагрузки над заявленной или же на недобор мощности в сетях энергосистемы.

Подробное описание и схема системы приведены в [Л. 1-13].

Система измерений должна обеспечивать:

правильное и рациональное ведение эксплуатации электрохозяйства промышленного предприятия;

контроль установленного режима работы электрооборудования, характера технологического процесса основных агрегатов и качества получаемой или вырабатываемой электроэнергии;

предотвращение преждевременного выхода из строя электрооборудования благодаря своевременному обнаружению отступлений от нормальных условий его работы (перегрузка, перегрев и т. п.);

быструю ориентировку обслуживающего персонала при аварийных режимах;

контроль за состоянием изоляции в сетях с изолированной нейтралью трехфазного тока и в сетях постоянного тока.

Для ВЛ 110 кВ длиной более 20 км следует предусматривать фиксирующие приборы для определения места повреждения линии.

Указания по выбору и расстановке приборов учета и измерения электроэнергии для различных элементов электрооборудования и на различных ступенях электроснабжения промышленных предприятий даны в [Л. 10-1]. Эти указания, конечно, не исчерпывают всех могущих иметь место случаев в практике электроснабжения предприятий, но они охватывают наиболее часто встречающиеся случаи и могут оказаться полезными при решении вопроса о выборе числа приборов и места их установки.

ПУЭ допускают включение амперметров непосредственно (без трансформаторов тока) в рассечку шин или проводов напряжением 6—10 кВ. Такое включение может быть применено при токах до 200 А. Оно целесообразно главным образом в тех цепях, в которых требуется лишь измерение тока и отсутствует необходимость установки трансформаторов тока для учета электроэнергии, релейной защиты и т. п., или же если эти трансформаторы тока не могут быть применены для включения амперметра.

Если же для большинства цепей данной установки необходимо применение трансформаторов тока не только для амперметров, но и для других целей, то в этих и в прочих цепях включение амперметров рекомендуется в целях единообразия и удобства эксплуатации производить также через трансформаторы тока.

Непосредственное включение амперметров в первую очередь рекомендуется применять в цепях с выключателями нагрузки. Для этой цели система учета в схеме электроснабжения должна быть построена таким образом, чтобы по возможности избежать установки счетчиков на линиях, снабженных выключателями нагрузки.

При непосредственном включении обычных амперметров в рассечку шин или проводов высшего напряжения обязательно должны быть соблюдены следующие требования к их установке.

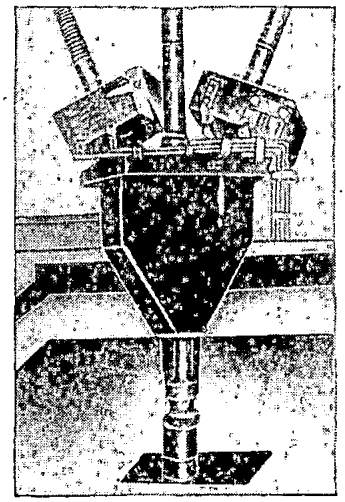


Рис. 10-9. Кабельная концевая воронка с проходными трансформаторами тока в сети 6 кВ.

Амперметр должен быть надежно изолирован от земли путем установки на изоляторе для соответствующего напряжения или же непосредственно на участке шин между соседними изоляторами. Должны быть обеспечены удобный подвод и отвод шин и надлежащие электрические расстояния между амперметрами, соседними фазами и заземленными конструкциями.

Амперметр должен быть расположен таким образом, чтобы были обеспечены безопасность обслуживающего персонала и в то же время удобное чтение показаний прибора. Этим условиям удовлетворяет, например, установка амперметра в камере распределительного устройства за сеткой.

Амперметр должен быть надежно закреплен и не должен иметь недопустимых вибраций при нормальной работе и при коротких замыканиях. Цоколь амперметра должен быть окрашен в красный цвет, сигнализирующий об опасности. На циферблате прибора наносятся красные предостерегающие стрелы.

В цепях высших напряжений можно применять трансформаторы тока напряжением до 1000 В, устанавливая их на изоляторах или изолируя от земли другим способом аналогично установке амперметров. Хотя такая установка допущена решением бывшего Министерства электростанций, но она пока не находит применения. На рис. 10-9 показана такая установка, примененная в кабельной сети 6 кВ г. Берлина; низковольтные трансформаторы тока закреплены на кабельной воронке.

10-6. ОПЕРАТИВНЫЙ ТОК

Выбор источника оперативного тока зависит от назначения, характера работы и ответственности электроприемников, питаемых от проектируемой электроустановки. Правильное решение этого вопроса оказывает существенное влияние на экономичность и надежность электроустановок.

При выборе источника оперативного тока должна производиться проверка надежности его работы в различных режимах работы сети. Для питания электромагнитов включения электромагнитных приводов могут быть применены источники постоянного и выпрямленного тока. При этом должно быть обеспечено:

напряжение на зажимах электромагнитов включения не менее: 85% номинального для привода ПЭ-11 с выключателем ВМП; 100—95% номинального для привода ПС-10 с выключателем ВМГ с красно-медными контактами;

мгновенное действие защиты при включении выключателя на короткое замыкание или же ускорение действия защиты на время включения выключателя при применении источников выпрямленного тока.

В связи с неудовлетворительным качеством пружинных приводов расширилось применение постоянного или выпрямленного оперативного тока.

Аккумуляторные батареи для питания электромагнитов включения выключателей применяются сравнительно редко, например на крупных ГПП, больших преобразовательных подстанциях с тяжелыми выключателями. При этом предусматривается одна аккумуляторная батарея без элементного коммутатора, работающая в режиме постоянного подзаряда. Напряжение постоянного оперативного тока целесообразно принимать 220 В, особенно при удаленности объектов управления от источника оперативного тока, например на открытых подстанциях, в длинных машинных залах, а также в случае применения одной аккумуляторной батареи для двух и более подстанций и т. п. Для первоначальной формовки пластин аккумуляторов применяется, как правило, передвижное зарядное устройство.

В связи с увеличившимся применением электромагнитных приводов возникает вопрос о недорогом, но достаточно надежном источнике оперативного тока для питания электромагнитных приводов. Значительное применение в качестве источника постоянного тока для цепей управления и защиты находят шкафы ШУОТ-01. В состав этих шкафов входит аккумуляторная батарея 110 В небольшой емкости (25 А·ч при одночасовом разряде) для питания цепей защиты и управления

с кислотными аккумуляторами типа АБН-80 с фильтр-пробками и подзарядное выпрямительное устройство ПЗУ. Шкафы ШУОТ-01 могут устанавливаться в помещении распределительного устройства при устройстве над ними вентиляционного зонта. Первый заряд батареи (формовка) производится на специальной зарядной станции. Помещение, в котором установлен ШУОТ, не требует вентиляции и не является взрыво- и пожароопасным (см. ПУЭ § IV-4-26).

При необходимости применения постоянного оперативного тока 220 В применяется модификация ШУОТ, состоящая из двух шкафов, батареи которых соединены последовательно.

При применении шкафа ШУОТ питание электромагнитов включения выключателей выполняется от выпрямительного устройства БПРУ-66 или КВУ-66 на напряжение 220 В. Выпрямительные устройства рассчитаны на включение электромагнитного привода с током 55—300 А.

Комплектные выпрямительные устройства типа КВУ имеют два исполнения:

	КВУ-66-2	КВУ-66-3
Напряжение, В	220	380
Максимальный выпрямленный ток, А	300	300
Выпрямленное напряжение, В:		
при холостом ходе	295	258
при нагрузке	220	220
Максимальная мощность в импульсе, кВт	66	66

При токах более 300 А допускается параллельная работа КВУ-66, но не более трех.

Устройство БПРУ имеет преимущества перед КВУ, так как содержит аппаратуру для распределения выпрямленного тока (переключатели и предохранители для питания нескольких групп нагрузки) и устройство контроля обрыва фазы. Недостатком выпрямительных устройств БПРУ и КВУ является их зависимое питание от сети переменного тока. При включении выключателя на неудаленное короткое замыкание напряжение сети может снизиться практически до нуля. Следовательно, при питании привода выключателя от БПРУ или КВУ, подключенного к тем же шинам, что и выключатель, ток в электромагните включения резко снизится как раз в тот момент, когда привод выключателя должен развить максимальное усилие для включения и посадки на защелку.

Поэтому привод не сможет включить выключатель (посадить на защелку) при токе короткого замыкания, превышающем определенное значение. При этом релейная защита не срабатывает, и может произойти разрушение выключателя. Необходимо отметить, что в основном это относится к выключателям на напряжение 6—10 кВ. Выключатели на напряжение 110 кВ, как правило, надежно садятся на защелку при включении на короткое замыкание при питании от БПРУ. Для обеспечения надежной работы выключателей на подстанциях с двумя раздельно работающими секциями 6—10 кВ, получающими питание от двух независимых источников, устанавливается два выпрямительных устройства. Благодаря этому напряжение на одной из секций шин сохраняется даже при коротком замыкании на другой секции. Выпрямительные устройства могут быть включены на раздельную или параллельную работу. В первом случае цепи питания выключателей одной секции шин подключаются к выпрямителю, питающемуся от другой секции шин. Во втором случае оба выпрямителя работают на общие шины оперативного тока, от которых питаются все выключатели. При параллельной работе выпрямителей в момент короткого замыкания на одной из секций шин выходное напряжение одного выпрямителя снижается до нуля, но это не будет влиять на нормальную работу другого выпрямителя, так как выпрямленный ток от оставшегося в работе выпрямителя не может пройти через первый выпрямитель из-за их односторонней проводимости. Параллельная схема включения выпрямителей более проста и обеспечивает взаиморезервирование. Ее недостатком является несколько большая, чем при раздельной работе, разница в величинах напряжения на приводе в момент включения выключателя на ток нагрузки и на короткое замыкание. При выпрямителях с равнозначными характеристиками обе схемы обеспечивают одинаковое напряжение на приводе в момент включения выключателя на короткое замыкание. Во время включения выключателя на ток нагрузки напряжение на приводе при параллельной схеме будет больше из-за меньшего значения падения напряжения в выпрямителях и токоподводящих кабелях.

Если значение выходного напряжения выпрямителя, питающего выключатель в момент короткого замыкания, не снизится более чем на 15—20%, то обе схемы обеспечивают надежную работу выключателя.

В наиболее неблагоприятных условиях находится секционный выключатель. При включении его, например, от АВР на неустраненное короткое замыкание напряжение на обоих выпрямителях исчезнет в момент замыкания контактов и выключатель может недовключиться. Во избежание повреждения выключателя необходимо иметь быстродействующую релейную защиту, отключающую его без выдержки времени, или же предусматривать ускорение защиты на время включения.

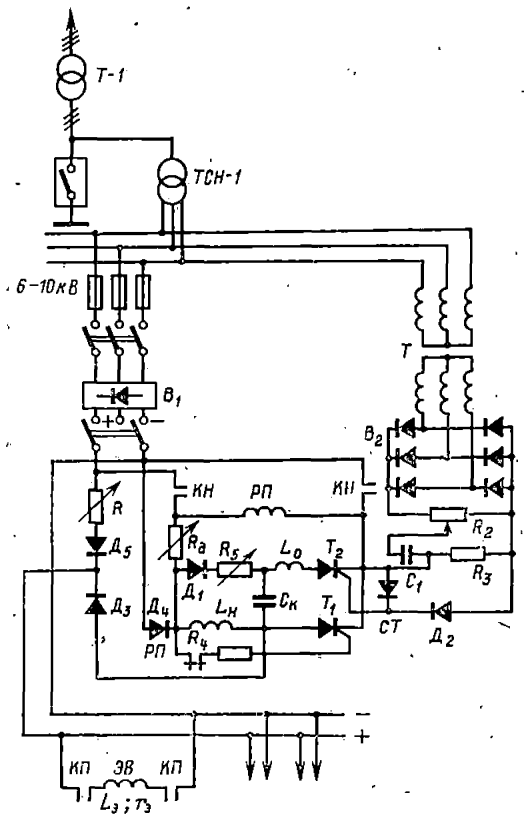


Рис. 10-10. Схема индуктивного накопителя энергии.

Для повышения надежности работы выпрямителей БПРУ и КВУ предложен[1] и подготовлен к производству так называемый индуктивный накопитель энергии ИН-1 для применения в качестве приставки к этим выпрямителям. Индуктивный накопитель подает в выпрямитель дополнительный импульс энергии как раз в тот момент, когда напряжение питающей сети резко падает при коротком замыкании. Принципиальная схема индуктивного накопителя для довключения выключателя показана на рис. 10-10. Управление контакторами *КП* и *КН* в схеме не показано: при включении любого выключателя на подстанции включается контактор *КН*, отключение же *КН* и *КП* производится одновременно. Действие схемы индукционного накопителя происходит таким образом. При включении контактора *КП* одновременно включается и контактор *КН* и по цепи размыкающий контакт *РП*—R_4 — управляющий электрод T_1 проходит импульс тока (до срабатывания *РП*), который открывает T_1. После открывания T_1 происходит заряд индуктивности $L_н$ и коммутирующей емкости $C_к$ по цепи плюс источника — $R_д$—$Д_1$—R_5—$C_к$—T_1 — минус источника.

Если происходит резкая посадка напряжения в сети при включении выключателя на короткое замыкание, то импульс с дифференцирующей цепи C_1R_3 открывает тиристор T_2, после чего происходит разряд коммутирующей емкости $C_к$ по цепи $+C_к$—L_0—T_1—T_2 — минус $C_к$. По достижении тока разряда значения $I_н$ в индуктивности $L_н$ ток через T_1 прерывается и тогда начинается перезаряд коммутирующей емкости $C_к$ по цепи $L_н$—$C_к$—L_0—T_2—B_1—$R_д$—$L_н$ и одновременно происходит разряд индуктивности $L_н$ на включающий электромагнит выключателя *ЭВ*, имеющий индуктивности $L_э$ по цепи $L_н$—$Д_3$—*ЭВ*—$Д_4$—$L_н$.

Если выключатель включается не на короткое замыкание, то одновременно с контактором *КП* отключается также контактор *КН*, и тогда вся энергия, накопленная в индуктивности $L_н$, выделяется в дуге на замыкающих контактах *КН*.

Произведенные испытания показали, что применение индуктивных накопителей позволяет повысить включающую способность выключателей практически до их номинальных значений.

Для питания оперативных цепей управления, сигнализации, релейной защиты и автоматики при электромагнитных приводах рекомендуется применять специальные блоки питания выпрямленным током типов БПТ, БПН, БПНС, что позволяет практически применять защиты той же сложности, как и на постоянном оперативном токе от аккумуляторных батарей без существенных изменений схем защиты, кроме защиты минимального напряжения электродвигателей. Блоки питания устанавливаются обычно только на питающих присоединениях и питают общие шинки управления. Для оперативных цепей защиты минимального напряжения электродвигателей в этих случаях рекомендуется применять предварительно заряженное конденсаторное устройство, например типа УЗ400А с кремниевыми диодами Д-226Б (рис. 10-11) вместо прежних УЗ400 с меднозакисными выпрями-

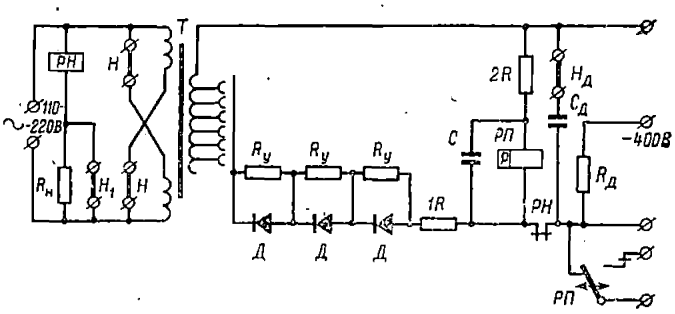


Рис. 10-11. Зарядное устройство УЗ-400А.

[1] А. С. Таршис. «Электричество», 1970, № 9, с. 76.

телями. Допускается также применение аккумуляторных батарей, в том числе малогабаритных.

Блоки питания подразделяются на:

токовые БПТ, включаемые на трансформаторы тока;

напряжения БПН, БПНС, включаемые на трансформаторы напряжения или на трансформаторы собственных нужд;

комбинированные (рис. 10-12), включаемые на трансформаторы тока и напряжения (или собственных нужд) таким образом, чтобы при всех видах короткого замыкания на выходе блоков обеспечивалось напряжение, достаточное для надежного действия реле и отключающих катушек выключателей.

На рис. 10-13 приведена принципиальная схема питания оперативных цепей от блоков питания, применяемая на ГПП, ПГВ или на РП, которая имеет высокую надежность резервирования без применения АВР на стороне выпрямленного тока. Оперативные цепи отдельных присоединений подключаются к шинкам через предохранители или автоматы с уставкой 1,2—1,25 максимального тока присоединения. Эта схема обеспечивает надежное питание при отключении любого трансформатора ГПП или ПГВ или ввода на РП, которое может иметь место при ревизии, ремонте или аварии. При этом блоки питания, присоединенные к оставшемуся в работе трансформатору или вводу РП, должны быть рассчитаны на нагрузку оперативных цепей всех присоединений подстанции или РП. При наличии автоматической частотной разгрузки (АЧР) на выходе блоков питания необходимо предусматривать мощность, достаточную для одновременного отключения не менее двух-трех выключателей на отходящих линиях 6—10 кВ.

При трансформаторах с расщепленными обмотками вторичного напряжения блоки питания могут быть присоединены только к одной из обмоток.

Блок питания стабилизированным напряжением типа БПНС-1 имеет преимущества перед блоком БПН-1002. Его длительная нагрузка составляет 0,65 кВт и кратковременная 1,2—1,5 кВт. В диапазоне входных напряжений блока 110—50% $U_н$ напряжение на выходе колеблется в пределах 100—85%.

При применении блоков питания и выбора целесообразной схемы их включения необходимо производить расчеты и проверять питание оперативных цепей при разных режимах работы подстанций [Л. 7-5], так как возможны случаи, при которых токи короткого замыкания не обеспечивают работу блоков питания. Выпрямительные блоки для питания релейной

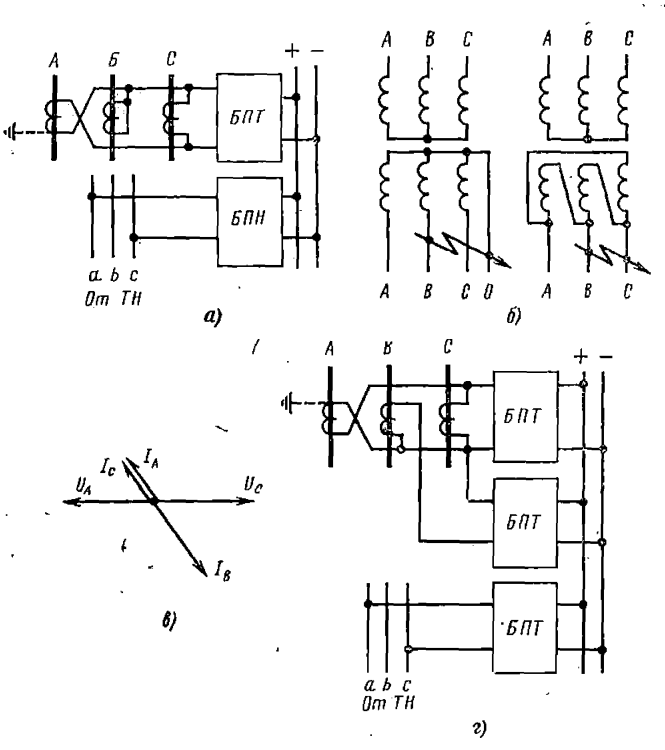


Рис. 10-12. Схема включения комбинированных блоков для сетей с малыми токами замыкания на землю.

а — схема включения с одним токовым блоком; *б* — виды коротких замыканий на стороне низшего напряжения трансформатора, при которых разность токов I_A—I_C равна нулю; *в* — векторная диаграмма токов и напряжений на стороне первичных обмоток трансформатора со схемой соединения звезда с нулем при однофазном коротком замыкании на стороне низшего напряжения (сопротивление трансформатора принято равным нулю) и для трансформатора с соединением обмоток звезда — треугольник при двухфазном коротком замыкании на стороне низшего напряжения; *г* — схема включения с двумя токовыми блоками.

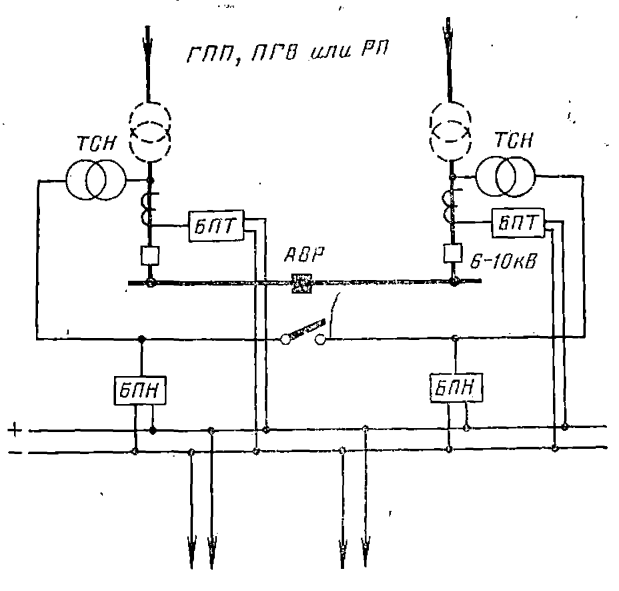


Рис. 10-13. Принципиальная схема питания оперативных цепей от блоков питания.

защиты и автоматики на переменном оперативном токе применяются в тех случаях, когда поименованные ниже более простые схемы принципиально невозможны или приводят к более сложным решениям. Питание цепей оперативного тока защиты может производиться также:

от трансформаторов тока защиты (в схемах с реле прямого действия с дешунтированием);

от специальных трансформаторов оперативного тока;

от трансформатора напряжения для питания цепей защиты от замыкания на землю, от перегрузок, газовой защиты и цепей теплового контроля трансформаторов;

от шин низшего напряжения силового или осветительного трансформатора, если такая схема обеспечивает отключение автоматических выключателей при посадке напряжения от короткого замыкания (см. ПУЭ § III-2-33 и III-2-34).

Оперативные цепи при этом рекомендуется включать на междуфазное напряжение, чтобы отключающая катушка привода могла работать при разных режимах замыкания на землю. При отсутствии катушек на напряжение 380 В они могут быть включены через автотрансформатор.

Питание оперативных цепей на подстанциях 35 и 110 кВ с короткозамыкателями и отделителями в большинстве случаев также осуществляется на переменном токе. Постоянный оперативный ток применяется лишь в тех случаях, когда он требуется для тяжелых коммутационных аппаратов на вторичных напряжениях данной подстанции.

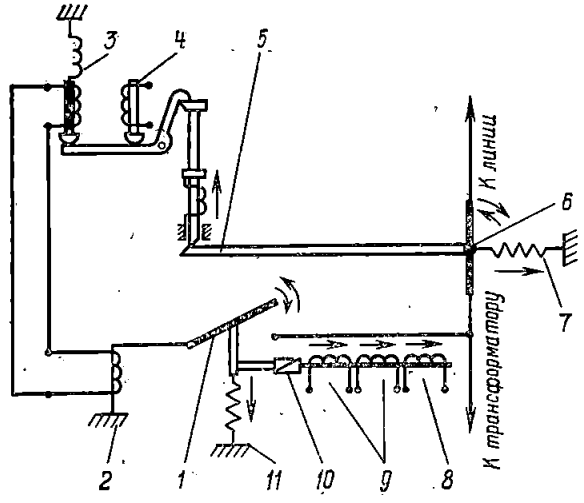


Рис. 10-14. Принципиальная схема работы короткозамыкателя с отделителем.

1 — короткозамыкатель; *2* — трансформатор тока; *3* — реле, блокирующее отключение отделителя до момента прекращения тока короткого замыкания; *4* — электромагнит для оперативного отключения отделителя; *5* — защелка, удерживающая отделитель во включенном положении; *6* — отделитель; *7* — отключающая пружина отделителя; *8* — электромагнит независимого источника тока; *9* — электромагнит мгновенного действия; *10* — защелка, удерживающая короткозамыкатель в отключенном положении; *11* — включающая пружина короткозамыкателя.

На рис. 10-14 представлена принципиальная схема работы короткозамыкателя с отделителем.

При работе дифференциальной защиты трансформатора подается импульс на электромагниты *9*, а при действии газовой защиты на электромагнит *8* привода короткозамыкателя. Благодаря этому освобождается защелка *10*, удерживающая короткозамыкатель в отключенном положении, он включается под действием пружины *11* и закорачивает фазу на землю. В момент прохождения тока короткого замыкания сердечник блокирующего реле *3*, обмотка которого питается от трансформатора тока *2*, подтягивается и заводит пружину *7*. После прекращения тока сердечник освобождается и под действием пружины *7* и собственной массы отключает привод отделителя *6*. Привод отделителя имеет отключающий электромагнит *4* независимого источника тока для оперативного отключения отделителя без включения короткозамыкателя. При подаче командного импульса этот электромагнит воздействует на валик реле привода и освобождает его защелку *5*, при этом отделитель отключается под действием своей пружины. Короткозамыкатель может быть включен вручную через валик реле привода и сердечник отключающего электромагнита.

Автоматическое отключение выключателя, кроме индивидуального сигнала несоответствия, должно сопровождаться звуковым сигналом (сирена).

В электроустановках с переменным оперативным током питание цепей сигнализации может производиться от трансформатора напряжения или от шин низшего напряжения силового или осветительного трансформатора.

На небольших цеховых и на прочих необслуживаемых подстанциях звуковая аварийная сигнализация, как правило, не предусматривается. В исключительных случаях допускается передача звукового сигнала с необслуживаемой подстанции к месту нахождения дежурного.

Сигнализация температуры масла и сигнализация от газовой защиты цеховых трансформаторов должны быть вынесены к месту нахождения дежурного.

В целях экономии кабелей допускается в одном контрольном кабеле объединение цепей управления, измерения, защиты и сигнализации постоянного и переменного тока, а также цепей, питающих электроприемники небольшой мощности (например, электродви-

гатели задвижек). Допускается также применение общих кабелей для разных объектов (см. § III-4-8 ПУЭ).

Щиты управления и релейные на промышленных предприятиях применяются только на крупных подстанциях (ГПП, УРП, крупные преобразовательные подстанции). В остальных случаях приборы управления, измерения, защиты и учета (или щитки с собранными на них приборами и реле), как правило, располагаются в пределах распределительных устройств: на фасадах распределительных устройств, в пределах камер комплектных распределительных устройств, на противоположной стене коридора распределительного устройства, а также в комплектных шкафах наружной установки на территории ОРУ. Панели щита управления при наличии такового следует использовать только для размещения приборов управления, сигнализации, измерения и защиты элементов открытой части подстанции, для выключателей вводов 6—10 кВ от трансформаторов и для секционных выключателей 6—10 кВ, а также для других элементов, требующих дистанционного управления. Приборы управления, защиты, измерения и автоматики синхронных компенсаторов, высоковольтных электродвигателей, ртутных выпрямителей следует устанавливать в непосредственной близости к ним.

На крупных подстанциях типа УРП районного значения с постоянным дежурством на щите управления, имеющих аккумуляторные батареи, предусматриваются общеподстанционные пункты управления (ОПУ), размещенные в отдельных зданиях или сблокированные с ЗРУ. При размещении в отдельных зданиях ОПУ располагается по возможности в центре по отношению к распределительным устройствам разных напряжений с учетом минимальных затрат на кабели. В ОПУ должны выделяться помещения для аппаратуры связи, для ремонтных бригад и для служб релейной защиты и связи.

ГЛАВА ОДИННАДЦАТАЯ

КАНАЛИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

11-1. СПОСОБЫ КАНАЛИЗАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Выбор способа канализации электроэнергии производится в зависимости от электрических нагрузок и их размещения, плотности застройки предприятия, конфигурации технологических, транспортных и других коммуникаций, от параметров и расположения источников питания: мощности, числа, напряжения, а также от уровня грунтовых вод на площадке, степени загрязненности воздуха производственными выделениями, загрязненности грунта и т. п. Зоны размещения межцеховых электрических сетей (кабелей, шинопроводов, воздушных линий и др.) выбираются с учетом прохождения неэлектрических сетей и коммуникаций по согласованию со смежными проектными организациями. Выбор трассы канализации электроэнергии производится с учетом развития сети, ответственности и назначения линии, способа прокладки, конструкции и марки кабелей и проводов и т. д.

Большой рост нагрузок современных промышленных предприятий вызвал качественные изменения не только в построении схем электроснабжения, но и в способах канализации электрической энергии. Возникли новые конструктивные решения, без которых в настоящее время невозможно рационально решить систему электроснабжения крупных предприятий.

Для передачи больших электрических мощностей в настоящее время взамен потоков кабелей 6—10 кВ широко применяются токопроводы 6—10 кВ или линии 110 кВ.

На первой ступени распределения электроэнергии на крупных предприятиях при передаваемых в одном направлении мощностях более 60 МВ·А становится целесообразным применение воздушных линий 110—220 кВ или же кабельных линий 110—220 кВ, если применению воздушных линий препятствуют условия трассы или загрязненная среда или если применение кабелей в данном случае имеет технические и экономические преимущества.

В сетях 6—35 кВ для передачи в одном направлении мощности более 15—20 МВ·А при напряжении 6 кВ, более 25—35 МВ·А при напряжении 10 кВ и более 35 МВ·А при напряжении 35 кВ применяются, как правило, гибкие или жесткие токопроводы с симметричным расположением фаз.

Жесткие токопроводы дешевле в 2 раза и более, чем кабельные линии такой же пропускной способности. При одинаковых потерях токопроводы дешевле в 1,05—1,43 раза, но пропускная способность их значительно выше, чем кабельной канализации, не говоря уже о чрезвычайной ее громоздкости и пожароопасности.

Применение кабельных линий для передачи вышеуказанных мощностей допускается только при их явном преимуществе, обоснованном данными технико-экономического сравнения вариантов. При этом наиболее целесообразным является прогрессивный способ прокладки кабелей на эстакадах или в галереях.

На предприятиях средней мощности, в частности металлообрабатывающих и деревообрабатывающих, целесообразно распределение электроэнергии при помощи магистральных воздушных линий 35 кВ с отпайками к цеховым трансформаторам по простой схеме с разъединителями и предохранителями (см. рис. 5-4).

Линии 6—10 кВ следует выполнять воздушными во всех случаях, когда этому не препятствуют условия окружающей среды, условия трассы, плотность застройки или же верхние технологические коммуникации, например на периферийных участках предприятий или для питания удаленных обособленных объектов (насосные и т. п.).

Выбор сечений проводов, кабелей и токопроводов производится с учетом экономической плотности тока (исключение см. § I-3-25 ПУЭ); пропускной способности по нагреву при нормальном и послеаварийном режимах с учетом допускаемой ПУЭ послеаварийной перегрузки кабелей и предшествовавшего аварии нагрузочного режима данного элемента или участка сети; потери напряжения в нормальном и послеаварийном режимах; данных механического расчета; режимов короткого замыкания; короны (при напряжении 35 кВ и выше).

Выбор по экономической плотности тока должен производиться по расчетному току при нормальном режиме. Экономическая плотность тока для токопроводов определяется специальным расчетом (см. гл. 2).

Практика показывает, что в ряде случаев сечение кабелей, выбранное по экономической плотности тока или по термической стойкости, удовлетворяет также и требованиям послеаварийного режима. Так, например, при токах до 50 А при напряжении 10 кВ и до 100 А при напряжении 6 кВ определяющим фактором является термическая стойкость кабеля, в других случаях — экономическая плотность тока.

При определении пропускной способности сетей нужно особо тщательно определять группы потребителей, действительно нуждающиеся в полном бесперебойном питании, и тогда уже с учетом всех вышеупомянутых факторов решать вопрос о необходимом увеличении сечения кабелей по условиям послеаварийного режима.

Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей допускают кратковременную перегрузку кабелей напряжением 6—10 кВ, которая (табл. 11-1) зависит от предварительной нагрузки кабелей и от продолжительности перегрузки, т. е. от длительности максимума в течение суток. На время послеаварийного режима, т. е. на время ликвидации аварий, допускаются и более длительные перегрузки, чем при нормальных режимах, но не более чем в течение 5 сут. Для кабелей, находящихся в эксплуатации более 15 лет, перегрузка снижается на 10% по сравнению со значениями, указанными в табл. 11-1. Перегрузка кабелей напряжением 20—35 кВ не допускается.

Таблица 11-1

Кратковременные перегрузки кабелей 6—10 кВ

Коэффициент предварительной нагрузки	Вид прокладки	Допустимая перегрузка					
		При нормальном режиме			При послеаварийном режиме		
		При длительности максимума, ч					
		1,5	2,0	3,0	1	3	6
0,6	В земле	1,35	1,3	1,15	1,50	1,35	1,25
	В воздухе	1,25	1,15	1,10	1,35	1,25	1,25
	В трубах (в земле)	1,20	1,10	1,00	1,30	1,20	1,15
0,8	В земле	1,20	1,15	1,10	1,35	1,25	1,20
	В воздухе	1,15	1,10	1,05	1,30	1,25	1,25
	В трубах (в земле)	1,10	1,05	1,00	1,20	1,15	1,10

Для маслонаполненных кабелей напряжением 110—220 кВ допускается перегрузка с превышением температуры жил не более чем на 10°С выше номинальной, причем длительность непрерывной перегрузки не должна превышать 100 ч.

11-2. ТОКОПРОВОДЫ НА НАПРЯЖЕНИЕ 6—35 кВ

а) ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Токопроводы целесообразны при высоких удельных плотностях электрических нагрузок, большом числе часов использования максимума, концентрированном расположении крупных мощностей и при расположении нагрузок, благоприятном для осуществления магистрального питания, т. е. в тех случаях, когда число направлений основных потоков электрической энергии минимально. Этим условиям в наибольшей степени удовлетворяют энергоемкие отрасли промышленности: цветная и черная металлургия, химия. Основным преимуществом токопроводов является замена дефицитных кабелей 6, 10, 35 кВ неизолированными алюминиевыми шинами или проводами, при

этом получается экономия свинца и алюминия, идущих на оболочки кабелей, а также экономия изоляционных материалов. Надежность питания при этом повышается, так как отпадает необходимость в кабельных заделках, являющихся слабым местом любой кабельной канализации и могущих служить причиной аварии. Кабели, проложенные непосредственно в земле, могут подвергаться разрушению блуждающими токами, солями, щелочами и т. п.; при применении токопроводов эти опасения отпадают. При применении токопроводов также облегчается и обеспечивается возможность постоянного наблюдения и ускоряется исправление повреждений, мощность линий может быть увеличена, число их уменьшено, а следовательно, сокращено и число ячеек на питающем пункте с дорогой аппаратурой высшего напряжения. Иногда может отпасть необходимость установки реакторов на отходящих линиях ввиду значительной реактивности самих токопроводов.

Токопроводы резко упрощают монтажные работы по сетям (монтируются готовые секции) и способствуют их индустриализации.

Токопроводы имеют значительно большую способность к перегрузке при послеаварийных режимах, чем кабельные линии, ввиду отсутствия бумажной изоляции, причем в случае необходимости может быть усилена вентиляция шинного туннеля. По отзывам эксплуатации этот вид канализации является вполне надежным для питания электрической энергией электроприемников 1-й и 2-й категорий. Практика выявила возможность увеличения пропускной способности токопровода путем поочередной замены сечения шинных пакетов или укладки дополнительных полос на отдельных «нитках» токопровода без перерыва питания предприятия. Ввиду этого ПУЭ и СН174-67 рекомендуют широкое использование этой системы канализации энергии. При применении токопроводов следует учитывать сравнительно высокую стоимость строительной части и дополнительные потери в крепящих и строительных конструкциях. Ниже приведены решения, позволяющие значительно сократить стоимость строительных работ и уменьшить потери в конструкциях. Следует также сказать, что значительная реактивность токопроводов приводит к понижению уровня напряжения у потребителей и может вызвать значительные колебания напряжения при ударных нагрузках (см. гл. 5 и 7). Эти обстоятельства следует учитывать при применении токопроводов. Авария на крупном токопроводе отражается на значительно большей группе потребителей, чем при системе кабельной канализации с менее мощными линиями. Для устранения этого недостатка применяются секционирование и автоматическое включение резерва на всех ступенях (см. гл. 5), а токопроводы проектируются не менее чем из двух взаимно резервирующих ниток. В настоящее время применяются следующие конструкции токопроводов:

гибкий токопровод, выполненный голыми проводами больших сечений;

токопровод из труб, проложенных в виде «гибкой нити»;

токопровод из труб или других профилей, выполненный в виде жесткой балки;

токопровод из шин различных профилей, закрепленных на подвесных изоляторах;

заводские мощные комплектные токопроводы на напряжение до 10 кВ, составленные из типовых секций.

Основное применение находят гибкие унифицированные токопроводы и жесткие симметричные токопроводы, выполненные из типовых секций с шинами коробчатого сечения (см. ниже).

Обследования работающих токопроводов различных типов и исполнений показали, что токопроводы значительно надежнее кабельных прокладок.

Максимальная (предельная) длина токопровода зависит от напряжения и выбранного сечения. Она ограничивается предельно допустимыми отклонениями напряжения у электроприемников (с учетом регулирования напряжения) для наиболее тяжелых условий работы, когда одна из цепей токопровода отключена по той или иной причине и вся энергия передается по цепям, оставшимся в работе. Расчеты показали [Л. 11-1], что в зависимости от исполнения и сечения токопроводов и коэффициента мощности на приемном конце токопровода его предельная длина (км) колеблется в очень широких пределах:

0,63—1,79 при 6 кВ и наличии регулирования напряжения;

0,38—1,12 при 6 кВ и отсутствии регулирования напряжения;

1,04—3,9 при 10 кВ и наличии регулирования напряжения;

0,62—1,88 при 10 кВ и отсутствии регулирования напряжения.

Расчеты произведены с учетом потерь напряжения в токопроводе исходя из отсутствия промежуточного отбора мощности по длине токопровода. Фактически же вследствие наличия промежуточного отбора предельная длина токопровода по потере напряжения несколько увеличивается. Расчеты показали, что регулирование напряжения повышает предельную длину токопроводов более чем в $1\frac{1}{2}$ раза, а также что при одинаковой нагрузке и про-

Таблица 11-2

А. Жесткие токопроводы из алюминиевых швеллеров

Размеры пакета из двух швеллеров на фазу, мм	2×(100×45×6)	2×(125×55×6,5)	2×(150×65×7)	2×(175×80×8)
Сечение пакета на фазу, мм²	2020	2740	3570	4880
Длительный предельно допустимый ток по нагреву, А	3500	4640	5650	6430
Плотность тока при предельной нагрузке по нагреву, А/мм²	1,74	1,70	1,58	1,32
Плотность тока при выборе токопроводов с учетом взаимного резервирования на 100% и перспективного роста нагрузок на 25%, А/мм²	0,69	0,68	0,63	0,53
Экономическая плотность тока, А/мм²	0,5—0,7	0,5—0,7	0,5—0,7	0,5—0,7
Полная пропускная способность при предельно допустимой нагрузке, МВ·А, при напряжении, кВ:				
6,3	38	50	62	70
10,5	64	84	102	116

Б. Унифицированные гибкие токопроводы из алюминиевых проводов А-600

Число проводов в фазе	4×А-600	6×А-600	8×А-600	10×А-600
Суммарное сечение проводов в фазе, мм²	2416	3624	4832	6040
Длительный предельно допустимый ток по нагреву, А	4080	6120	8160	10 200
Плотность тока при предельной нагрузке по нагреву, А/мм²	1,7	1,7	1,7	1,7
Плотность тока при выборе токопровода с учетом взаимного резервирования на 100% и перспективного роста нагрузок на 25%, А/мм²	0,67	0,67	0,67	0,67
Экономическая плотность тока, А/мм²	0,5—0,7	0,5—0,7	0,5—0,7	0,5—0,7
Полная пропускная способность при предельно допустимой нагрузке по нагреву, МВ·А, при напряжении, кВ:				
6,3	45	67	89	111
10,5	74	112	149	186

чих одинаковых условиях предельная длина гибкого унифицированного токопровода на 20—25% больше, чем жесткого, составленного из типовых секций. В дополнениях и изменениях к СН 174-67 применение токопроводов рекомендуется (исходя из наличия регулирования напряжения) при напряжении 6 кВ при длине токопровода до 2 км; при напряжении 10 кВ при длине до 3 км. Целесообразность применения токопроводов напряжением 35 кВ определяется технико-экономическими расчетами.

Выбор токопроводов при проектировании производится с учетом взаимного резервирования и роста нагрузок. Их предельная пропускная способность используется лишь при полном развитии предприятия в период послеаварийных режимов работы. Технические параметры наиболее употребительных токопроводов приведены в табл. 11-2.

Из приведенных цифр можно сделать следующие выводы:

плотность тока жестких токопроводов уменьшается с увеличением сечения; для гибких токопроводов она остается неизменной при увеличении числа и сечения проводов в расщепленной фазе при диаметре расщепления 600 мм и выше;

плотность тока в токопроводах, выбранных с учетом взаимного резервирования и роста нагрузки, находится в диапазоне экономических плотностей тока;

предельная пропускная способность унифицированных гибких токопроводов выше, чем существующих типовых секций жестких симметричных токопроводов.

При работе токопровода возникает несимметрия напряжения, под которой понимается абсолютное значение напряжения обратной последовательности основной частоты. Для типовых токопроводов, приведенных на рис. 11-1, 11-2, 11-4,*а* несимметрия напряжения (%) при нормальном режиме может быть определена по формуле

$$U_{-} = k\frac{Il}{U_{н}}\cdot 10^{-3},$$

где I—ток нормального режима одной цепи, А; $U_{н}$ — номинальное линейное напряжение, кВ;

l — длина рассматриваемого участка токопровода, км; k — расчетный коэффициент.

В отключенной по какой-либо причине цепи токопровода возникает наведенное напряжение U' от тока второй работающей цепи. Наибольшее значение наведенного напряжения (В) возникает при коротком замыкании в работающей цепи. Оно определяется ударным током короткого замыкания $I_{уд}$ по формуле

$$U'=k'I_{уд}l,$$

где $I_{уд}$ — действующее значение ударного тока трехфазного к. з., А; l — длина участка токопровода, км; k' — расчетный коэффициент.

Ниже приведены значения k и k' для наиболее употребительных типов токопроводов:

	k	k'
Жесткие симметричные токопроводы (рис. 11-1)	0,14	0,017
Гибкие унифицированные токопроводы (рис. 11-4, *а*)	0,106	0,021
Жесткие самонесущие токопроводы из алюминиевых труб (рис. 11-2, *б*)	0,06	0,02

Расчеты показывают, что несимметрия напряжения в симметричных токопроводах не превышает 2%, нормируемых ГОСТ 13109-67. Наведенное напряжение может быть значительным, и для его ограничения необходимо при работах на отключенной цепи включать закоротки в начале и конце токопровода, а при необходимости и в промежуточных его точках с таким расчетом, чтобы наведенное напряжение не превышало 250 В, требуемых по условиям безопасности.

Ударный ток короткого замыкания на головном участке токопровода может достигнуть 200—300 кА и более. Поэтому динамические усилия между фазами, а также между проводами одной фазы гибкого токопровода получаются достаточно большими. Необходимо производить проверку на схлестывание проводов различных фаз гибких токопроводов и подвесных жестких токопроводов для выявления необходимости установки междуфазных распорок. Число распорок определяется расчетом [Л. 11-1]. Обычно достаточна установка одной распорки в середине пролета, а при неблагоприятных условиях двух распорок через каждую треть пролета. Практика показала, что более двух междуфазных распорок в пролете не требуется.

На гибких токопроводах применяются также внутрифазные распорки для ограничения динамических нагрузок, возникающих вследствие взаимодействия между проводами расщепленной фазы во избежание их схлестывания, а также для фиксации проводов в фазе. По мере удаления от головного участка число распорок, необходимое по условиям динамической устойчивости, быстро уменьшается, и на последних пролетах они служат уже только для фиксации проводов в фазе и устанавливаются на расстоянии около 15 м друг от друга. Подробные расчеты всех элементов гибких токопроводов приведены в [Л. 11-1].

Выбор токопровода того или иного исполнения производится на основании технико-экономических показателей сравниваемых вариантов с учетом территории, отводимой под коридор для трассы токопровода.

В этом отношении жесткие токопроводы имеют преимущества перед гибкими, так как минимальная ширина коридора для них меньше.

Токопроводы и конструкции для их крепления должны удовлетворять условиям динамической устойчивости при коротких замыканиях, а также обеспечивать наименьшее значение потерь электроэнергии в них. Для повышения электродинамической устойчивости жестких токопроводов следует, как правило, применять шины из алюминиевых сплавов электротехнического назначения. Открытую прокладку магистральных токопроводов следует применять во всех случаях, когда она возможна по условиям генплана и окружающей среды.

Надежная антикоррозийная защита жестких токопроводов может быть осуществлена покрытием их химостойкой эмалью. В этом их преимущество. Но в отношении загрязнения изоляции преимущество имеют гибкие токопроводы, у которых более длинные пролеты и, следовательно, значительно меньшее число изоляторов.

Стальные опорные конструкции токопроводов оцинковываются.

В целях удешевления строительной части следует использовать для прохождения токопроводов производственные помещения, особенно протяженные, прокладывая токопроводы внутри и снаружи этих помещений (см. рис. 11-1,*г*), а также конструкции для технологических коммуникаций, заблаговременно согласовывая это с проектной организацией, проектирующей технологическую часть.

Для обеспечения надежной работы открытых токопроводов необходимо предусматривать следующие мероприятия:

1) Применять компенсацию емкостных токов в качестве мероприятия, способствующего предотвращению перехода случайных замыканий на землю в междуфазные короткие замыкания.

2) Устанавливать дугогасящие катушки для снижения остаточного тока замыкания на землю.

3) Выполнить релейную защиту токопроводов и ответвлений от них до вводного выключателя приемной подстанции, обеспечивающую их мгновенное отключение при междуфазных коротких замыканиях с применением быстродействующих АПВ (см. гл. 10).

4) Предусматривать защиту от атмосферных перенапряжений в соответствии с § IV-2-185, IV-2-186 ПУЭ при присоединении открытых токопроводов непосредственно к шинам генераторного напряжения ТЭЦ.

Защита от прямых ударов молнии может быть выполнена отдельно стоящими молниеотводами или тросами на отдельно стоящих опорах. Тросовая молниезащита дешевле; защита молниеотводами экономична лишь при сравнительно небольшой длине токопровода. Тросы подвешиваются параллельно токопроводу двумя способами: на молниеотводах, расположенных по обеим сторонам токопровода; на специальных Г-образных опорах непосредственно над токопроводами.

Второй способ более экономичен и требует меньше места, но при обрыве троса и его падении на токопровод может произойти повреждение одной из его цепей.

Расстояние между молниеотводами не должно быть более 200 м.

Расчеты зоны защищенности токопроводов тросами и молниеотводами приведены в [Л. 11-1, 11-2].

Для защиты от индуктированных перенапряжений на шинах генераторного напряжения устанавливаются вентильные разрядники и защитные конденсаторы (см. табл. IV-2-9 ПУЭ), если емкости присоединенных к шинам кабелей недостаточны. Произведенные исследования показали, что такая защита требуется также и на присоединенных к токопроводу РП, особенно если от них питаются высоковольтные электродвигатели.

б) ЖЕСТКИЕ ТОКОПРОВОДЫ

Жесткий токопровод состоит из пакета шин, смонтированного на опорных или подвесных изоляторах. Для крепления и ограждения токопровода применяются необходимые строительные конструкции. В токопроводах на большие значения переменного тока, кроме омических потерь, появляются значительные дополнительные потери: вследствие вытеснения переменного тока к поверхности проводника это явление называется «поверхностным эффектом»; вследствие неравномерного распределения тока по сечению из-за влияния других близлежащих проводников это явление называется «эффектом близости».

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

Фазы жесткого токопровода располагаются вертикально друг над другом или по сторонам равностороннего треугольника, т. е. симметрично. Наиболее рациональной конструкцией во всех отношениях является симметричный жесткий токопровод (рис. 11-1). Благодаря симметричному расположению фаз этот токопровод имеет примерно в 2—$2^1/_2$ раза меньшие потери мощности, чем токопроводы с вертикальным расположением фаз; в частности, он имеет очень небольшие потери в поддерживающих конструкциях, в ограждениях и в армировке изоляторов. Меньшая реактивность симметричного токопровода определяет меньшие пределы колебаний напряжения, что особенно важно при резкопеременной ударной нагрузке; он компактен и не требует устройства транспозиции, которая необходима при вертикальном расположении фаз для устранения несимметрии напряжений. Это значительно упрощает конструкцию токопровода, удешевляет электрическую и строительную часть, облегчает молниезащиту и позволяет осуществить скоростной индустриальный монтаж с помощью заранее заготовленных секций.

Имеются четыре типоразмера типовых шинных пакетов симметричных токопроводов, выполненных из алюминиевых шин коробчатого сечения: $2\times(100\times45\times6)$, $2\times(125\times55\times6{,}5)$, $2\times(150\times65\times7)$ и $2\times(175\times80\times8)$. Длина прямых секций 6 м соответствует строительной длине коробчатых алюминиевых шин. Их динамическая устойчивость составляет 200 кА при расстоянии между фазовыми распорками 1,5 м. Токопроводы прокладываются в туннелях (рис. 11-1,*а*), наземных галереях, закрытых эстакадах (рис. 11-1,*б*), внутри производственных помещений с использованием строительных конструкций здания, а также снаружи на специальных опорах (рис. 11-1,*в*) или же вдоль производственных зданий на кронштейнах, укрепляемых на их наружных стенах (рис. 11-1,*г*). Для удешевления стоимости токопроводов они иногда прокладываются на эстакадах, предназначенных для технологических коммуникаций, если это возможно по условиям трассы последних. Рекомендуется открытая прокладка токопроводов (рис. 11-1,*в*) всегда, когда она возможна по условиям окружающей среды и молниезащиты. Она в 4—5 раз дешевле прокладки в закрытых галереях (в строительной части).

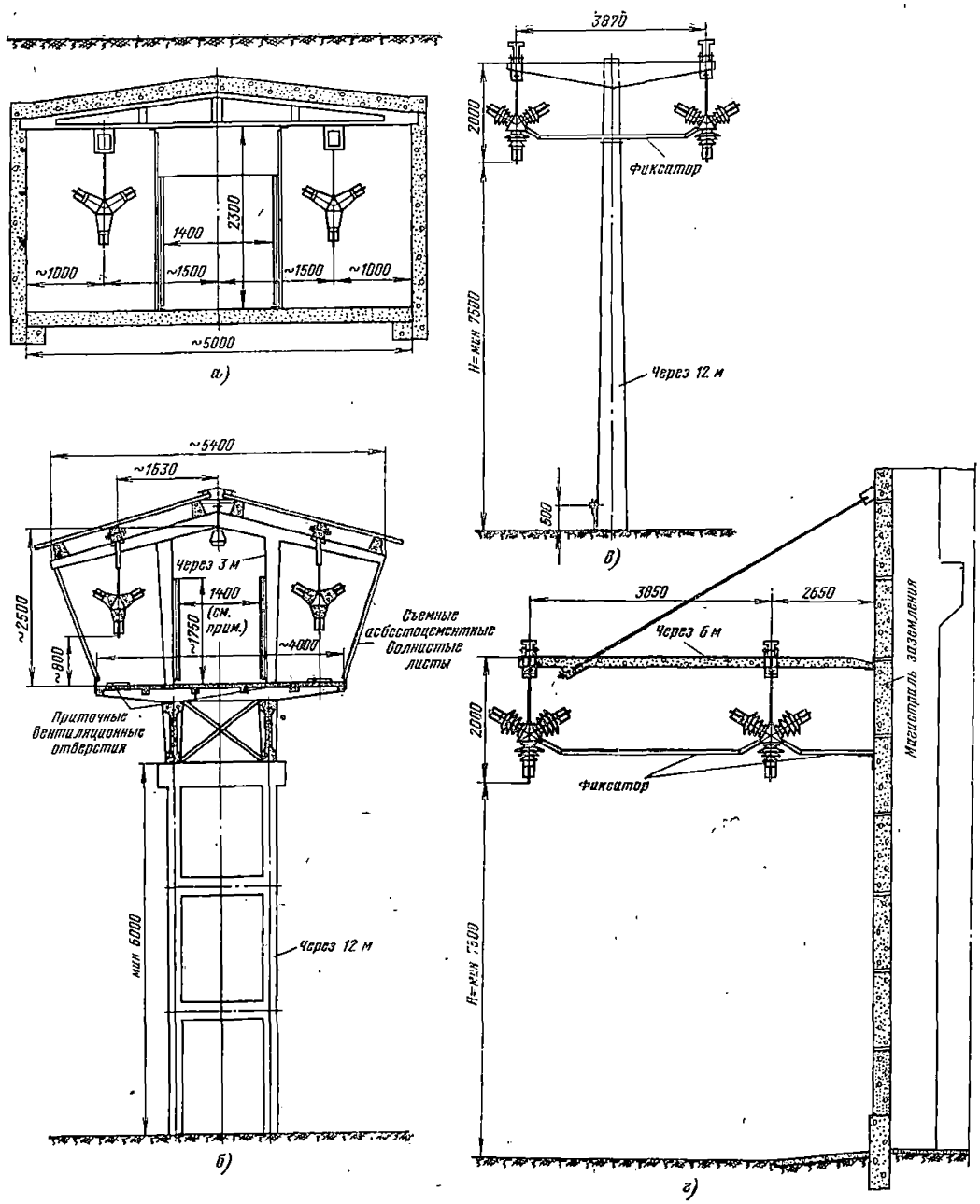


Рис. 11-1. Основные примеры выполнения строительной части жестких токопроводов.
а — подземный туннель; *б* — эстакада; *в* — железобетонная опора; *г* — железобетонные кронштейны, укрепленные в стене здания.

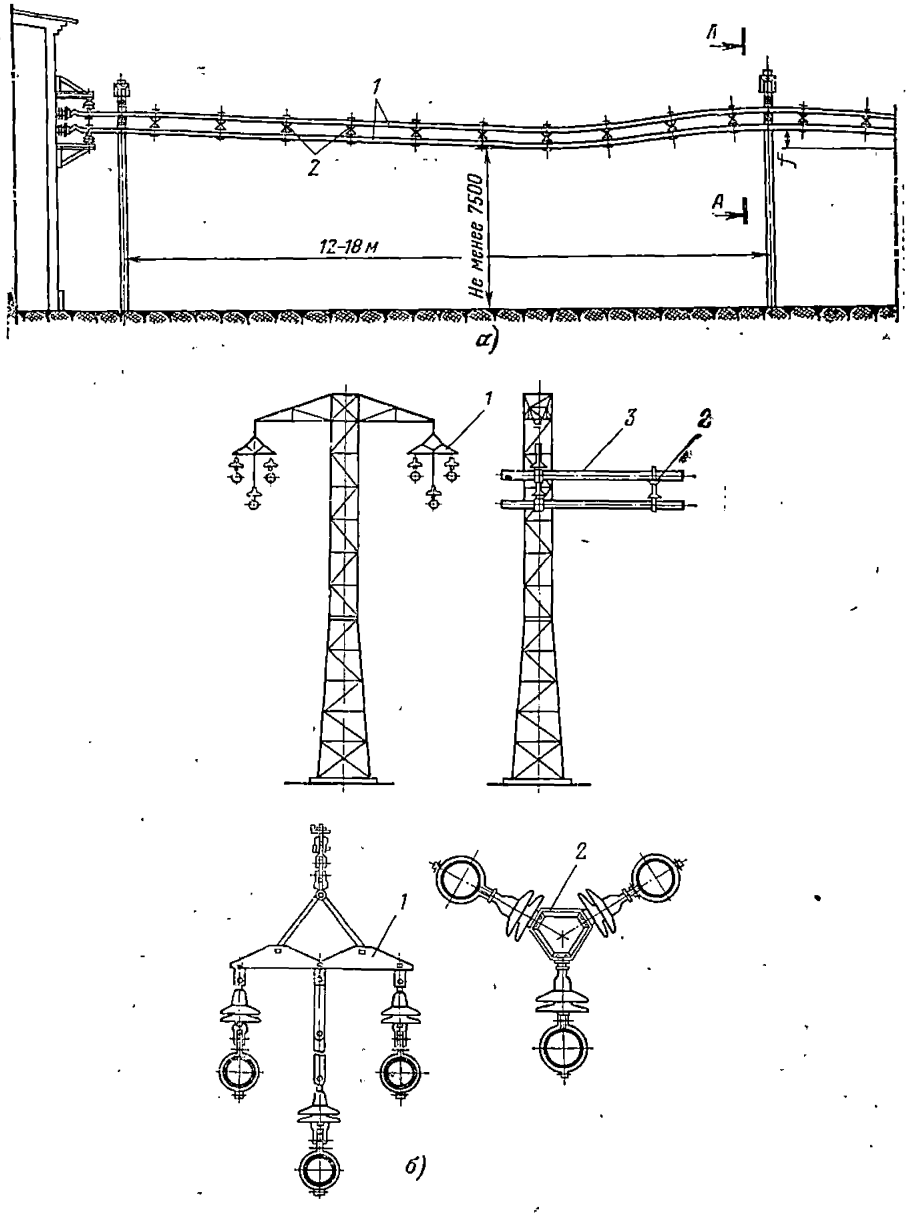


Рис. 11-2. Симметричные токопроводы на подвесных изоляторах.

а — конструкция института Тяжпромэлектропроект; *б* — конструкция института Укртяжпромэлектропроект; *1* — подвеска токопроводов; *2* — междуфазная распорка; *3* — шина алюминиевая, трубчатая.

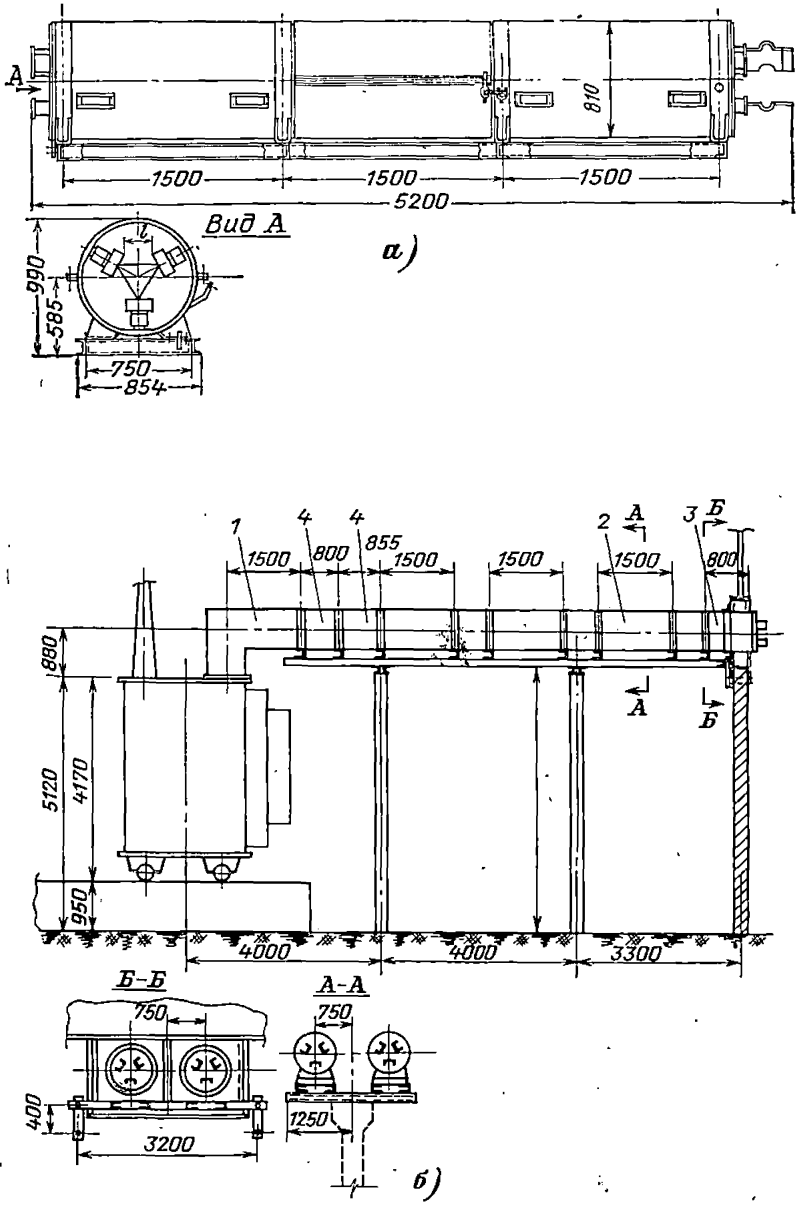


Рис. 11-3. Комплектные жесткие токопроводы 6—10 кВ.

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

Если же использовать наружные стены (рис. 11-1,*г*), то стоимость дополнительно снизится более чем в 2 раза.

Потери энергии в открытых симметричных токопроводах меньше, чем в закрытых, благодаря лучшему токораспределению в шинах и из-за отсутствия вблизи токопроводов ограждающих и несущих конструкций с металлическими частями.

Над вводами открытых токопроводов в здания целесообразно предусматривать покрытие (навесы) на участке 6—12 м во избежание попадания на них с верхних этажей или с крыши здания посторонних предметов или воды.

Обследования показали, что открытая прокладка токопроводов на опорах более надежна, чем закрытая прокладка в галереях и тунелях. Открытые симметричные подвесные токопроводы на опорных изоляторах ИШД-35 значительно надежнее закрытых токопроводов на опорных изоляторах 20 кВ внутренней установки, проложенных в галереях.

Надежность открытых симметричных токопроводов, смонтированных на подвесных изоляторах в загрязненных районах, можно повысить вдвое без значительного удорожания, если применить по два подвесных линейных изолятора (типа ПФГ-6А или ПГС-6А) на фазу, так как при этом суммарная длина пути утечки более чем вдвое превысит нормированную для загрязненных районов при напряжении 10 кВ.

Недостатком жестких токопроводов является большое количество опорных изоляторов, что повышает их стоимость и уменьшает надежность. От этих недостатков свободны симметричные токопроводы Ленинградского отделения института Тяжпромэлектропроект, смонтированные на подвесных изоляторах (рис. 11-2,*а*). Алюминиевые шины профиля 2Т сплава АД31Т-1 подвешиваются на расстояниях, равных длине пролета между опорами, благодаря чему общее количество изоляторов резко уменьшается, а необходимая электродинамическая стойкость при коротких замыканиях достигается при помощи распорок, расстояние между которыми зависит от значения ударного тока в данной установке.

Имеется исполнение симметричного токопровода на напряжение 10 кВ (рис. 11-2,*б*) с применением труб, изготовленных из алюминиевого сплава АД31Т-1, монтируемых на подвесных изоляторах (разработанного Киевским отделением Укртяжпромэлектропроекта). Система подвески токопровода к траверсам опор обеспечивает равномерную механическую нагрузку трубчатых шин. Пролет между опорами принят 14—20 м в зависимости от внешних нагрузок и от момента сопротивления трубы.

На заводах электропромышленности изготовляются комплектные жесткие симметричные токопроводы (рис. 11-3) на напряжение до 11 кВ, токи 1600 и 2500 А и на мощность короткого замыкания 500 МВ·А. Амплитуда предельного тока короткого замыкания составляет 75 кА. Эти токопроводы выполняются из голых алюминиевых шин, размещенных в общем алюминиевом круглом кожухе и монтируются на опорных изоляторах. Комплектный токопровод может быть установлен в пыльной среде, но для работы в среде, содержащей химически активные газы и испарения, а также в пожаро- и взрывоопасных средах он не предназначен. Этот токопровод вследствие его значительной стоимости применяется пока на сравнительно коротких участках трассы, требующих повышенной надежности прокладки, например на подводе питания от вторичной обмотки трансформатора ГПП к распределительному устройству 6—10 кВ (см. рис. 11-3).

в) ГИБКИЕ ТОКОПРОВОДЫ 6—35 кВ

Гибкие токопроводы выполняются в виде воздушной линии, смонтированной на специальных железобетонных или металлических опорах и подвешиваемой на натяжных и подвесных гирляндах изоляторов.

Каждая фаза гибкого токопровода выполняется расщепленной и состоит из нескольких алюминиевых или медных проводов необходимого по расчету сечения.

Одним из преимуществ гибких токопроводов перед жесткими является меньшее число изоляторов, перекрытие которых может явиться причиной аварий. Кроме того, большое число изоляторов при жестких токопроводах значительно их удорожает за счет стоимости самих изоляторов и стоимости их монтажа. Гибкие токопроводы требуют меньшего ухода и наблюдения в эксплуатации по сравнению с жесткими. Уменьшаются потери в металлических крепящих конструкциях. Последние два преимущества после внедрения симметричных открыто прокладываемых жестких токопроводов на подвесных изоляторах потеряли свою актуальность.

Недостатком гибких токопроводов является их общая громоздкость. Они требуют больше места для прохождения на промышленной площадке, чем жесткие токопроводы.

Первый гибкий токопровод, примененный на предприятии, был проложен на общей эста-

каде с технологическими трубопроводами [Л. 10-1], что несомненно явилось экономичным решением, так как не потребовало специального коридора для его прохождения.

Однако опыт монтажа и эксплуатации такого токопровода, проложенного на большой высоте над трубопроводами, выявил много затруднений и неудобств. Усложнились и удорожились все операции по монтажу и эксплуатации, поэтому использовать технологические эстакады следует лишь очень редко в тех случаях, когда по условиям генплана имеются затруднения в выделении отдельной трассы. В настоящее время применяются гибкие токопроводы, монтируемые на отдельных опорах. Но ввиду затруднений, связанных с выделением отдельной полосы, для прохождения токопроводов их рекомендуется размещать хотя и на отдельных опорах, но в общем коридоре со всеми другими заводскими коммуникациями. Ширина полосы территории, занимаемой двухцепным гибким токопроводом вместе с его молниезащитными устройствами, составляет 24 м. Поддерживающие гирлянды крепятся на высоте 15 м от уровня земли.

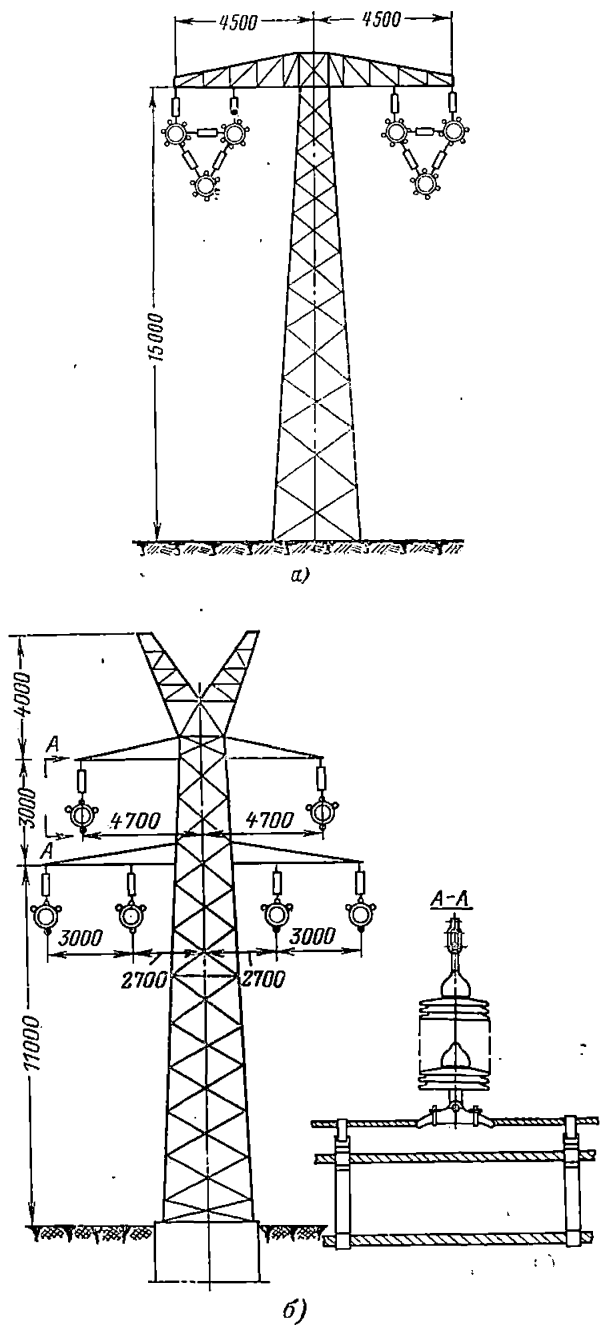


Рис. 11-4. Гибкие симметричные токопроводы.
а — на напряжение 6—10 кВ; *б* — на напряжение 35 кВ.

Разработана унифицированная конструкция двухцепного токопровода 6—10 кВ на отдельных опорах, учитывающая опыт монтажа и эксплуатации ранее выполненных токопроводов. Разработана унифицированная улучшенная арматура заводского изготовления (ПКБ Главэнергостроймеханизация). Разработаны унифицированные стальные опоры (институтом Укрпроектстальконструкция). Найдено и проверено экспериментально конструктивное решение, резко снижающее неравномерность токораспределения в проводах расщепленной фазы путем применения так называемой внутрифазной транспозиции проводов.

Принцип устройства внутрифазной транспозиции заключается в том, что провода каждой фазы по всей длине токопровода располагаются по пологой спирали. Цикл транспозиции зависит от длины пролета l и от числа проводов в фазе n. За один цикл каждый провод фазы делает полный виток по окружности, последовательно перемещаясь в переменном магнитном поле трехфазной системы различной напряженности. Благодаря этому происходит выравнивание индуктивных сопротивлений проводов фазы и токораспределения между ними. Следовательно, практически полностью устраняется неравномерность токораспределения (коэффициент добавочных потерь составляет 1,025). При отсутствии транспозиции неравномерность токораспределения колеблется от ±2 до ±30% в зависимости от диаметра расщепленной фазы и расстояния между осями фаз.

Применена усовершенствованная подвеска фаз, при которой нижняя фаза подвешивается к двум верхним (рис. 11-4,*а*). Все это дает снижение индуктивного сопротивления токопровода и, следовательно, позволяет увеличить его предельную длину по расчету напряжений у наиболее электрически удаленных электроприемников в нормальном режиме и при отключении одной цепи токопровода. Это по-

зволяет также несколько уменьшить колебания напряжения при питании по токопроводу ударных нагрузок.

Диаметр расщепления фаз в унифицированном токопроводе увеличен до 0,8 м. Число проводов в фазе принято 4; 6; 8; 10. Провода алюминиевые марки А-600. В зависимости от числа проводов в фазе предельно допустимый по нагреву длительный ток составляет 4,08—10,2 кА, а потеря напряжения при этом 0,53—1,0 кВ/км при $\cos\varphi=0{,}9$. Токопровод допускает присоединение к источникам питания при $i_{уд}$ до 400 кА при наличии необходимого числа междуфазных и фазных распорок [Л. 11-1].

На рис. 11-4,*б* показан двухцепный токопровод на напряжение 35 кВ, разработанный институтом Тяжпромэлектропроект и рассчитанный на передачу мощности примерно 120 МВт. Фазы токопровода выполнены из трех алюминиевых проводов марки А-600 и подвешиваются к опоре при помощи кольца и несущего стального троса сечением 70 мм².

11-3. ТИПЫ И КОНСТРУКЦИИ ШИНОПРОВОДОВ НА НАПРЯЖЕНИЕ ДО 1000 В

Для цеховых сетей напряжением до 1000 В изготовляются комплектные шинопроводы с алюминиевыми шинами трех исполнений:

магистральные большой мощности типа ШМА-68Н на номинальные токи 1600, 2500 и 4000 А (рис. 11-5). Электродинамическая стойкость 40 кА, имеется усиленное исполнение ШМА-68УН на ударный ток 70 кА;

распределительные средней мощности типа ШРА-64 на номинальные токи 250, 400 и 600 А (рис. 11-6). Электродинамическая стойкость 10 и 25 кА;

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

В комплект шинопровода входят прямые, угловые и тройниковые (ответвительные) секции и коробки: вводные, ответвительные и с указателем напряжения. Ответвительные коробки бывают с предохранителями, автоматами, выключателями.

Прямые секции шинопроводов ШМА изготовляются длиной 750, 1500, 3000 и 4000 мм.

Шинопроводы прокладываются по фермам непосредственно или на подвесках, по колоннам и стенам на кронштейнах, на стойках на высоте 2,2 м. Расстояние между точками крепления не должно превышать 3 м.

Из магистральных шинопроводов наиболее распространены в данное время шинопроводы на ток 1600 А. В ближайшее время получат

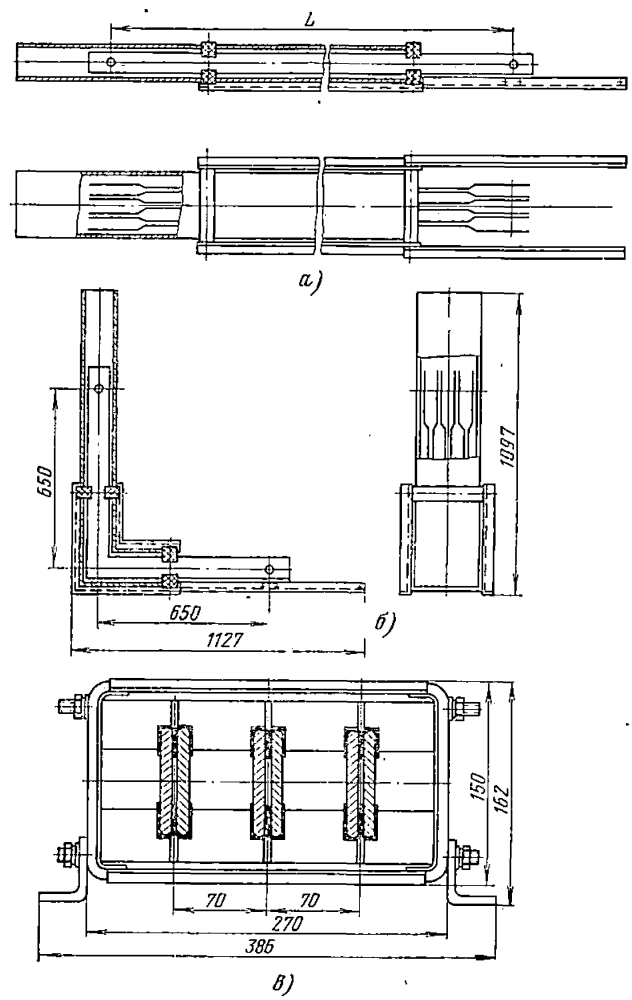


Рис. 11-5. Магистральный шинопровод ШМА-68-Н Главэлектромонтажа Минмонтажспецстроя СССР на номинальный ток 1600 А.

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

более широкое применение шинопроводы 2500 А в связи с внедрением трансформаторов 1600 кВ·А. Шинопроводы 4000 А имеют относительно редкое применение для специальных электроустановок большой мощности: крупная сварка, мощная гальваника.

Распределительный шинопровод типа ШРА-64 предусматривает штепсельное присоединение электроприемников, которое дает возможность быстрого их подключения.

Шинопроводы до 1000 В изготовляются трех- и четырехпроводные. Имеются исполнения для агрессивных сред и для тропиков. Разработаны секции со встроенными элементами транспозиции для выравнивания индуктивных сопротивлений фаз и для компенсации температурных изменений шин.

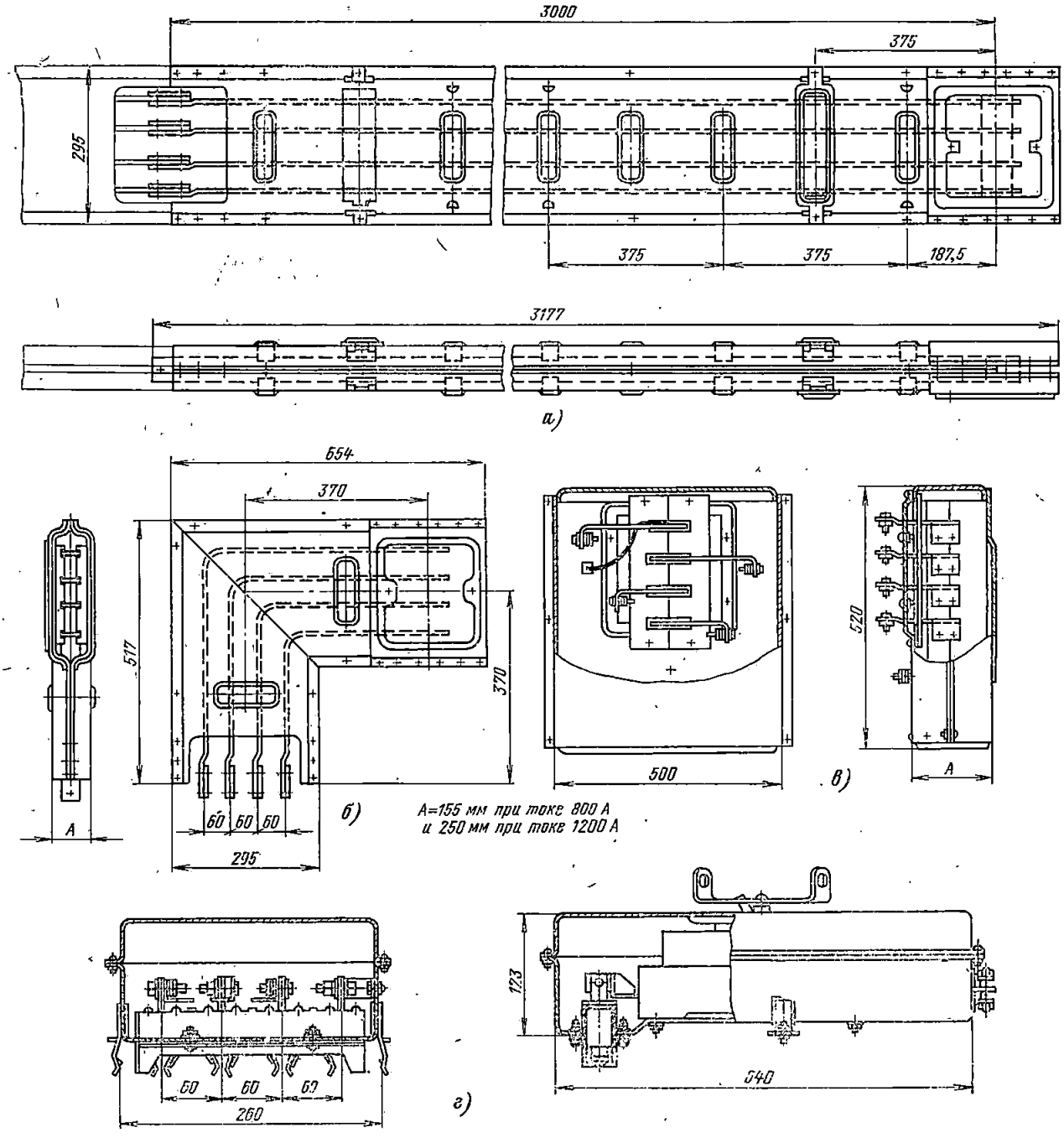


Рис. 11-6. Распределительный шинопровод типа ШРА-64 Главэлектромонтажа Минмонтажспецстроя СССР.
а — прямая секция; *б* — угловая секция с изгибом шин на плоскость; *в* — вводная коробка; *г* — ответвительная коробка с автоматом А3134.

11-4. КАБЕЛЬНАЯ КАНАЛИЗАЦИЯ

а) ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Основным принципиальным достоинством кабельной канализации является то, что она не требует больших площадей на территории предприятия и может быть выполнена в любых природных и атмосферных условиях: на воздухе, в земле, в воде, в загрязненной среде, при сильных ветрах и гололеде. В то же время практика эксплуатации выявила значительную аварийность кабельных прокладок, особенно при больших их потоках, в связи с несовершенством их исполнения по изоляции, арматуре и горючести покрытий, а также ввиду подверженности почвенной коррозии.

Кабельные линии на предприятиях до недавнего времени применялись преимущественно в сетях 6 или 10 кВ или же в сетях 380 В. Сравнительно редко применялись кабели 35 кВ. Однако, учитывая необходимость сокращения территории предприятий с целью уменьшения затрат на планировку, облегчения прокладки и удешевления внутриплощадочных коммуникаций, в настоящее время начинают применять кабельные глубокие вводы 110—220 кВ.

Трасса кабельных линий выбирается с учетом наименьшего расхода кабелей и наиболее дешевого обеспечения их защиты от механических повреждений, коррозии, вибрации, перегрева и от повреждений при возникновении электрической дуги в соседнем кабеле. При размещении кабелей по возможности избегают перекрещивания их друг с другом, с трубопроводами и др.

Способ прокладки кабелей выбирается в зависимости от их количества, от условий трассы, от наличия или отсутствия газов тяжелее воздуха, от степени загрязненности почвы, от экономических факторов и т. п.

В зависимости от этих условий кабели вне зданий прокладываются в траншеях или в кабельных сооружениях: туннелях, блоках, эстакадах, галереях, подвалах, каналах и др.

Кабельные сооружения обычно выполняются с расчетом на дополнительную прокладку кабелей (не менее 20%) на случай роста электрических нагрузок и подсоединений дополнительных потребителей электроэнергии. Кабельные линии для потребителей 1-й категории, идущие от разных источников, прокладываются по отдельным трассам, изолированным одна от другой (на случай пожара).

При передаче больших потоков электроэнергии рекомендуется избегать подземной канализации кабелей или же ограничивать ее применение и выполнять открытую прокладку кабелей, как правило, на эстакадах, сооружаемых специально для кабелей или на общих эстакадах с технологическими коммуникациями, а также по стенам зданий, в лотках в межферменных пространствах. Следует также применять тросовую прокладку межцеховых кабельных линий. При этом необходимо учитывать условия окружающей среды, вибрацию стен сооружений и конструкций, используемых для прокладки кабелей, а также принимать меры для защиты кабелей от прямого воздействия солнечных лучей.

Применение туннелей, блоков и галерей для прокладки межцеховых кабельных линий следует ограничивать, обосновывать экономически и технически и согласовывать с утверждающими инстанциями.

Для упрощения и удешевления кабельных канализаций и повышения их надежности при передаче в одном направлении больших мощностей рекомендуется применять кабели больших сечений (до 2000 мм²) на большую силу тока (до 1800—2000 А). Одножильный кабель марки АсВАВ (иначе называемый кабелем-токопроводом) сечением 1500 мм² напряжением 10 кВ с поливинилхлоридной изоляцией в алюминиевой оболочке имеет пропускную способность 1600 А, расчетная масса одного кабеля 9,5 кг, ориентировочная стоимость в трехфазном исполнении 40 руб. Этот кабель можно прокладывать в земле и в помещении, в том числе при сложных стесненных трассах с большим числом поворотов и при разных условиях прокладки.

В целях удешевления кабельной канализации необходимо при проектировании рассматривать возможность прокладки силовых и контрольных кабелей совместно с кабелями связи и водо-, тепло-, воздухопроводами в общих коллекторах, что соответствует рекомендациям § II-3-119 ПУЭ. Выбор конструкций и сечений, кабелей для кабельных линий, прокладываемых по трассам, проходящим в различных грунтах, разных условиях окружающей среды и при разных способах прокладки, следует производить по участку с наиболее тяжелыми условиями, если длина его превышает 10 м и если длина участков с более легкими условиями не превышает строительной длины кабеля.

При значительной длине отдельных участков трассы с различными условиями прокладки должны выбираться разные конструкции и сечения кабелей. При проектировании кабельных сетей, кроме ПУЭ, необходимо руководствоваться главой «Электротехнические устройства» строительных норм и правил, ч. III [Л. 11-4] и «Инструкцией по прокладке кабелей напряжением до 110 кВ» (СН 85-74) [Л. 11-3].

Необходимо предусматривать защиту кабельных линий от блуждающих токов и почвенной коррозии, которая должна удовлетворять требованиям ПУЭ (гл. II-3) и «Правил защиты подземных металлических сооружений от коррозии» (СН 266-63). Не рекомендуется прокладка кабелей в почвах, содержащих вещества, разрушительно действующие на оболочку кабелей (солончаки, болотистый и насыпной грунт со шлаком и строительным мусором и т. п.).

Кабельные сооружения по степени пожарной опасности относятся к категории В и выполняются из несгораемых материалов. Их основные строительные конструкции должны иметь предел огнестойкости не ниже установ-

ленного для сооружений I и II степени огнестойкости.

Во всех кабельных сооружениях: туннелях, коллекторах, галереях, эстакадах, кабельных этажах, подвалах, полуподвалах, кабельных шахтах и т. п. — предусматриваются необходимые противопожарные устройства, трубопроводы и средства пожаротушения, выполняется пожарная сигнализация с применением дымовых извещателей.

На трассе туннелей в радиусе не более 25 м от входов и вентиляционных шахт устанавливаются снаружи пожарные гидранты.,

Все упомянутые противопожарные устройства и приспособления должны выполняться в соответствии со строительными нормами и правилами.

Почвенные, ливневые, а также отбросные технологические воды с трассы туннелей и каналов отводятся. Если же скопление вод около туннелей или каналов полностью устранить нельзя, то применяется гидроизоляция, а при наличии агрессивных вод эта гидроизоляция усиливается подсыпкой гидрофобных грунтов.

Электрооборудование дренажных механизмов выбирается в исполнении для особо сырых мест, так как возможно частичное затопление туннелей.

Допустимые разности уровней при прокладке кабелей с бумажной изоляцией принимаются в соответствии с табл. 11-3.

Если разность уровней превышает приведенные значения, то устанавливаются стопорные муфты и вводятся промежуточные крепления в зависимости от конструкции кабелей и условий их прокладки.

Таблица 11-3

Типы кабелей	В свинцовой оболочке напряжением, кВ			В алюминиевой оболочке напряжением, кВ			
	1 и 3	6 и 10	20 и 35	1 и 3	6	10	20 и 35
Кабели с нормально пропитанной изоляцией:							
бронированные	25	15	5	25	20	15	5
небронированные	20	15	5	25	20	15	—
Кабели с обедненной пропиткой:							
бронированные в общей оболочке	100	100	100	Без ограничения	—	—	—
то же, но в отдельной оболочке для каждой жилы	300	300	300	—	—	—	—
Кабели с нестекающей пропиткой	Без ограничения						
Кабели с предварительно пропитанной битуминированной бумагой	Без ограничения						

Разность уровней прокладки небронированных кабелей с обедненно-пропитанной бумажной изоляцией, а также кабелей с предварительно пропитанной бумажной изоляцией, бронированных и небронированных, не ограничивается.

Минимальная кратность радиусов внутренней кривой изгиба кабелей по отношению к их наружному диаметру зависит от конструкции кабелей и должна быть не менее:

25 — для силовых одножильных с бумажной нормальной пропитанной изоляцией в свинцовой оболочке, бронированных и небронированных;

25 — для силовых многожильных с обедненно-пропитанной изоляцией и с нестекающей пропиткой в общей свинцовой или алюминиевой оболочке, бронированных;

25 — для силовых многожильных с бумажной изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке для каждой жилы, а также с пластмассовой изоляцией и в пластмассовой оболочке поверх каждой жилы, бронированных и небронированных;

15 — для силовых многожильных с бумажной нормальной пропитанной изоляцией в свинцовой или в алюминиевой оболочке, а также с пластмассовой изоляцией и оболочкой, бронированных и небронированных;

15 — для контрольных с бумажной пропитанной изоляцией в свинцовой оболочке, бронированных и небронированных;

10 — для силовых и контрольных с резиновой изоляцией в свинцовой или поливинилхлоридной оболочке, бронированных;

6 — для силовых и контрольных с резиновой изоляцией в свинцовой или поливинилхлоридной оболочке, небронированных.

б) ПРОКЛАДКА В ТРАНШЕЯХ

Прокладка кабелей в траншеях является наиболее простой и экономичной как по капитальным затратам, так и по расходу цветного металла, потому что пропускная способность кабелей наибольшая при прокладке в земле, если не считать прокладки в воде. Но этот способ прокладки не применяется на участках с большим количеством кабелей или при большой насыщенности территории подземными и надземными технологическими и транспортными коммуникациями и другими сооружениями.

Кабельная прокладка в траншеях не применяется также на тех участках, на которых возможно разлитие горячего металла или жидкостей, разрушающе действующих на обо-

Таблица 11-4

Характеристики кабельных траншей

Тип траншеи	Размеры, мм			Количество прокладываемых кабелей, шт.			Количество плит или кирпича на 1 км траншеи				Минимальный объем земляных работ на 1 км траншеи, м³
							Плиты по стройзаданию			Кирпич	
	B	H	B_1	силовых напряжением 20—35 кВ	силовых напряжением до 10 кВ	контрольных	250×500	400×600	550×900		
Т-1	150	860	2150	—	1	1—5	—	—	—	4200	129
Т-2	300	920	2300	1	—	—	2000	—	—	—	276
Т-3		860		—	1—2	6—10	2000	—	—	8300	258
Т-4	400	860	2400	—	2—3	8—12	—	1660	—	12 000	368
Т-5	500	860	2500	—	3—4	10—16	4000	—	—	16 000	430
Т-6	630	920	2600	2	—	—	—	2500	1110	—	580
Т-7		860		—	4—5	12—20	—	2500	1110	20 000	542
Т-8	800	860	2800	—	5—6	16—26	6000	—	—	24 000	688
Т-9	1000	920	3000	3	—	20—32	—	4160	1820	—	920

лочку кабелей, в почвах, содержащих в большом количестве вещества, разрушающе действующие на оболочки кабелей, а также в тех местах, где возможны другие случаи повреждения кабелей, как, например, появление блуждающих токов опасных значений, большие механические нагрузки на поверхность земли, размытие почвы и т. п. Не рекомендуется прокладывать в одной траншее более шести, а в районах вечной мерзлоты более четырех силовых кабелей на напряжение 3—10 кВ. Число кабелей в одной траншее при напряжении 20—35 кВ не рекомендуется более трех. При большем числе кабелей предусматриваются две рядом расположенные траншеи с расстоянием между ними 1,2 м или применяются другие способы прокладки.

При очень стесненной трассе можно допустить и большее число кабелей в одной траншее, но с уменьшенными расстояниями между кабелями и с разделением их несгораемыми перегородками или же с прокладкой в трубах на стесненных участках.

Глубина заложения кабелей от планировочной отметки принимается не менее 0,7 м, а при пересечении с проезжей частью территории не менее 1,0 м. Глубина заложения кабелей может быть уменьшена до 0,5 м только при вводах их в здания или при различных пересечениях, но в этом случае кабели защищаются от механических повреждений при помощи труб, плит и т. п.

Существует большое число вариантов раздельной и совместной прокладки в траншеях кабелей разных назначений и напряжений. Расстояния между кабелями во всех случаях принимаются не менее минимальных значений, указанных в ПУЭ. На рис. 11-7 в качестве примера приведена траншея, в которой проложены кабели 10 и 20—35 кВ данного предприятия совместно с кабелем другой организации с разделением кабелей перегородками.

В табл. 11-4 и на рис. 11-7 приведены характеристики разных земляных траншей, не-

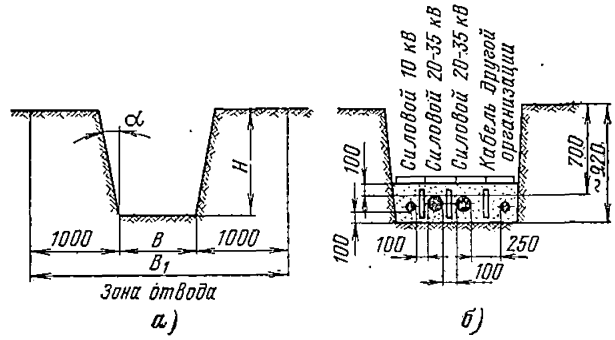


Рис. 11-7. Прокладка кабелей в траншеях.

а — типовая земляная траншея (к табл. 11-4); *б* — прокладка кабелей 10—35 кВ совместно с кабелями других организаций с разделением перегородками.

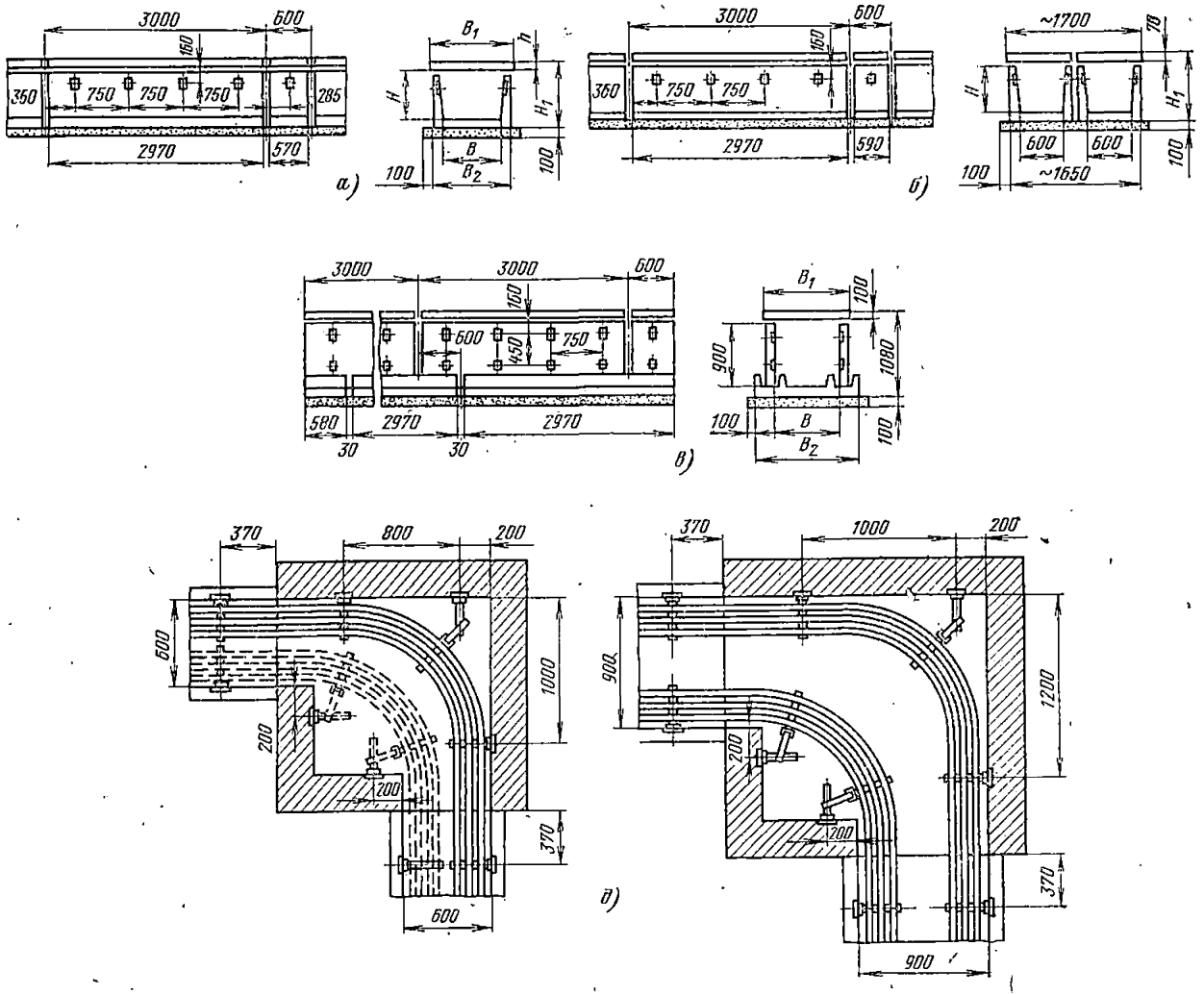


Рис. 11-8. Типовые кабельные каналы (к табл. 11-5).

а — марки КЛ; *б* — марки 2КЛ; *в* — марки КС; *г* — размещение кабелей в каналах на конструкциях; *д* — прокладка кабелей на поворотах каналов.

Рис 11-9. Полуподземный канал внецеховой кабельной канализации.

обходимые для выбора типа траншеи, определения зоны отвода земли, объема и сметной стоимости земляных работ и для заказа материалов. Глубина траншеи принимается от поверхности окончательно спланированной территории, т. е. от планировочной отметки. Объем земляных работ указан в табл. 11-4 для траншей с отвесными стенками. При необходимости рытья траншей с углами естественного откоса α следует применять соответствующие поправки. Траншеи глубиной до 1 м могут выполняться без откосов. В пределах зоны отвода B_1 запрещается сбрасывать большие тяжести, выливать кислоты и щелочи, устраивать различные свалки, в том числе свалки шлака и снега, не допускается укладка других коммуникаций без согласования с организацией, эксплуатирующей данную кабельную линию.

При прохождении кабельных траншей параллельно различным подземных и надземным сооружениям, дорогам, насаждениям, трубопроводам и т. п., а также при всякого рода пересечениях кабельных линий с указанными сооружениями и с другими линиями необходимо строго соблюдать требования ПУЭ о минимальных расстояниях между этими последними и параллельно идущими кабелями, а также о необходимых защитных мероприятиях при сближении их на меньшие расстояния. Указанные в ПУЭ расстояния между кабелями и ВЛ необходимо соблюдать в тех случаях, когда воздушные линии не экранированы зданиями и сооружениями или не защищены молниеотводами. Если нет экранирования и молниеотводов и в то же время по условиям трассы невозможно выдержать расстояния, указанные в ПУЭ, то кабели должны быть проложены в изолирующих трубах при условии согласия на это эксплуатирующей организации. Это мероприятие можно применять в исключительных случаях и не допускать сближения на протяженных участках параллельного следования воздушных и кабельных линий.

в) ПРОКЛАДКА В КАНАЛАХ

Для прокладки кабелей в каналах рекомендуется применять типовые каналы Харьковского отделения Промстройпроекта «Унифицированные сборные железобетонные каналы», выпуска 1—7, серии ИС-01-04. Размеры этих каналов приведены на рис. 11-8 и в табл. 11-5.

Должны быть предусмотрены мероприятия для предотвращения попадания в каналы технологических вод и масел, а также обеспечен отвод почвенных и ливневых вод, для чего каналы выполняются с уклоном 0,1% в сторону водосборника или ливневой канализации.

При прохождении каналов в насыщенных водой грунтах металлические кабельные конструкции надежно защищаются от коррозии при помощи двукратной окраски.

Таблица 11-5

Размеры типовых кабельных каналов (к рис. 11-8)

Марка канала	Рис. 11-8	Размеры, мм					
		B	B_1	B_2	H	H_1	h
КЛ60-30	*а*	600	850	760	290	450	70
КЛ60-45					450	600	
КЛ60-60				780	600	750	
КЛ90-45		900	1150	1060	450	630	100
				1080	600	780	
2КЛ60-30	*б*	—	—	—	290	450	—
2КЛ60-45		—	—	—	450	600	—
2КЛ60-60		—	—	—	600	750	—
КС90-90	*в*	900	1150	1380	—	—	—
КС120-90		1200	1450	1680	—	—	—

Кабельные каналы нельзя применять на тех участках, на которых возможно разлитие расплавленного металла, жидкостей или других веществ, имеющих высокую температуру или разрушительно действующих на оболочки кабелей. Прокладка кабелей по дну канала допускается при глубине его не более 900 мм. Горизонтальное расстояние в свету между кабельными конструкциями (рис. 11-8,*г*) при двустороннем их расположении принимается не менее 300 мм при глубине каналов до 600 мм и 400 мм при глубине 900 и 1200 мм.

Кабельные каналы вне зданий должны быть засыпаны поверх съемных плит землей. На огражденных территориях, доступных только для обслуживающего персонала, такая засыпка необязательна, засыпка же песком самих кабелей, проложенных в каналах, запрещается, в каналах, проходящих в сухих грунтах, допускается земляное дно с дренирующей подсыпкой толщиной 10—15 см из утрамбованного гравия или песка.

На рис. 11-9 показан полуподземный канал внецеховой кабельной канализации. Его применение целесообразно в тех случаях, когда это не препятствует транспортным коммуникациям и общей планировке предприятия. При наличии на территории предприятия взрывных газов тяжелее воздуха следует применять каналы с устройством диафрагм из песка через каждые 30 м.

г) ПРОКЛАДКА В ТУННЕЛЯХ, ПОДВАЛАХ И КАБЕЛЬНЫХ ЭТАЖАХ

Прокладка кабелей в туннелях может быть оправдана лишь при большом количестве (20—30) кабелей, идущих в одном направлении, и при невозможности прокладки их в нескольких траншеях параллельно или разными трассами или же другими способами. Туннели бывают проходные высотой 2100 мм и полупроходные высотой 1550 мм. Полупроходные туннели допускаются длиной не более 10—15 м для кабелей напряжением до 10 кВ на тех участках, где другие подземные коммуникации и сооружения не позволяют разместить проходной туннель. Ширина туннелей принимается 2400, 2100, 1800 и 1500 мм. Размер 1500 мм допускается при расположении кабельных полок только с одной стороны (рис. 11-10). При очень большом количестве кабелей применяются трехстенные сдвоенные туннели.

Проходные туннели рекомендуется применять по работе Харьковского отделения Промстройпроекта «Унифицированные сборные железобетонные туннели» серии ИС-01-05.

Для прокладки кабелей в туннелях, сооружаемых в фундаментах прокатных станов, применяются кабельные туннели увеличенных размеров, позволяющих осуществить выходы кабелей из туннеля к механизмам в различных направлениях.

Примерный порядок размещения и раскладки кабелей в туннелях и при выводе кабелей из туннеля в траншею и блок показан на рис. 11-10 и 11-11. Может быть допущено местное сужение приведенных на рис. 11-10 и 11-11 проходов до 800 мм, но на участках длиной не более 500 мм. В каждом туннеле предусматриваются свободные ряды полок для укладки соединительных кабельных муфт.

В целях удешевления кабельной канализации допускается прокладка силовых и контрольных кабелей в общих коллекторах совместно с кабелями связи и водо-, тепло- и воздухопроводами. Примерный порядок размещения кабелей в коллекторе показан на рис. 11-12.

Не допускается прокладка кабелей в коллекторах совместно с газопроводами, с трубопроводами горючих и легковоспламеняющихся жидкостей и с магистральными трубопроводами противопожарного водоснабжения.

Расстояния в коллекторах между кабельными конструкциями, а также между отдельными кабелями в горизонтальных и вертикальных рядах принимаются такими же, как в кабельных туннелях.

В коллекторах предусматриваются электрическое освещение, вентиляция, противопожарные средства.

При прокладке кабелей в туннелях, коллекторах и других кабельных сооружениях рекомендуется для повышения общей надеж-

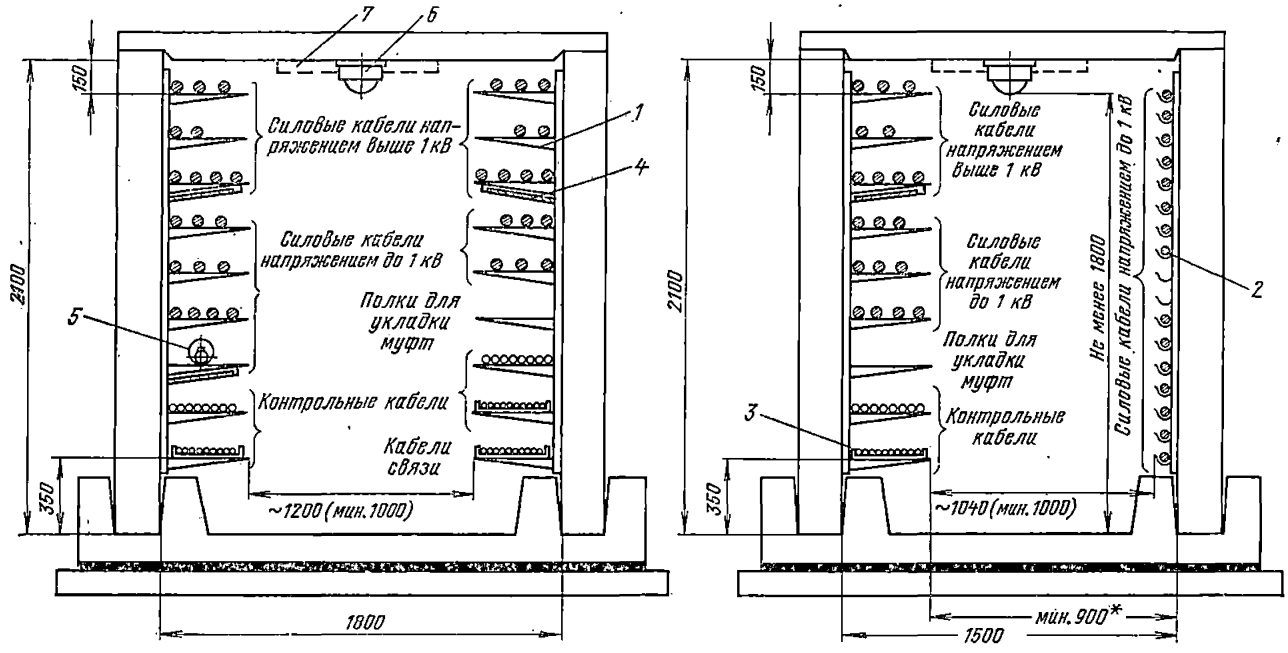


Рис. 11-10. Примерный порядок размещения кабелей в туннелях.

1 — полка; *2* — подвеска; *3* — лоток; *4* — огнестойкая перегородка; *5* — соединительная муфта; *6* — светильник; *7* — зона размещения пожароизвещателей и трубопроводов для механизированной уборки пыли и для пожаротушения при наличии кабелей только с одной стороны туннеля.

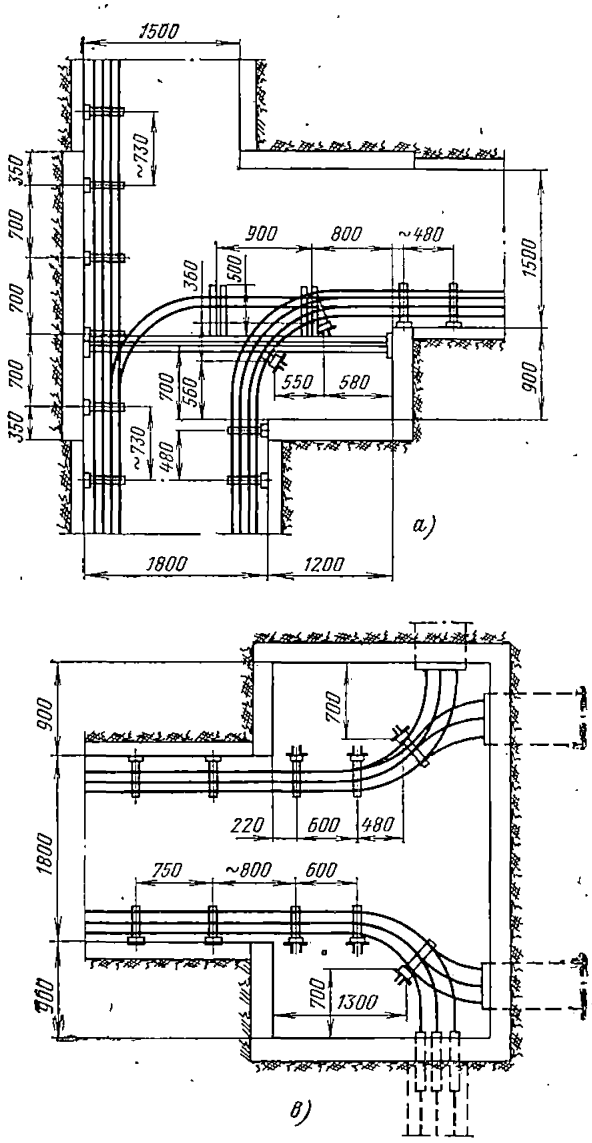


Рис. 11-11. Примеры раскладки кабелей напряжением до 10 кВ в туннелях.

а — прокладка кабелей в разветвлениях и уширениях туннелей; *б* — вывод кабелей в траншею и блок в двух направлениях; *в* — вывод кабелей из туннеля в траншеи или блоки в трех направлениях.

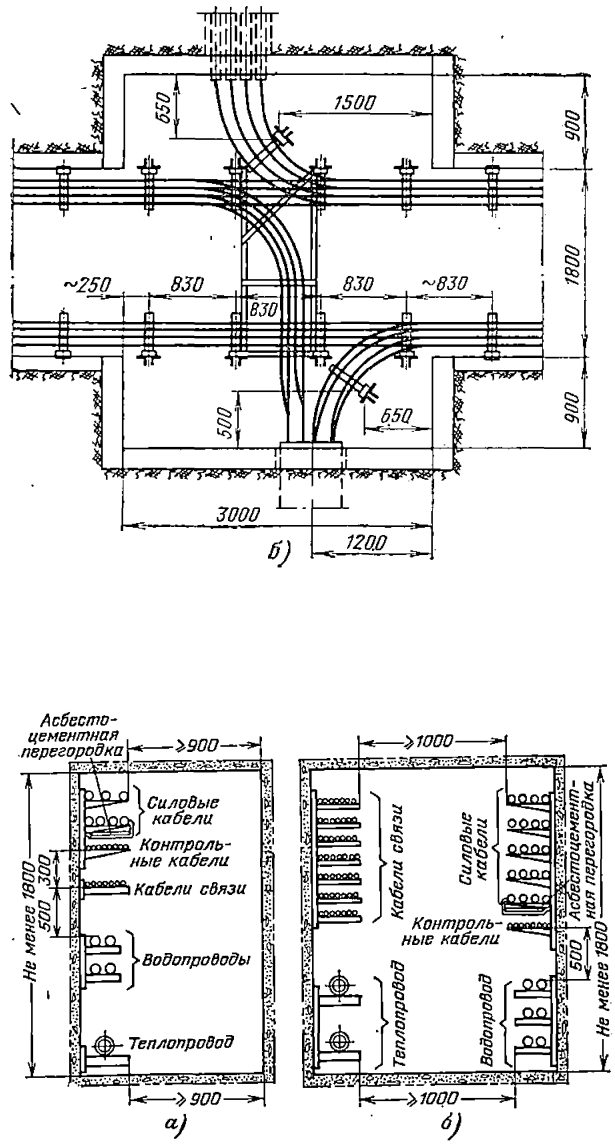


Рис. 11-12. Примерный порядок размещения кабелей в коллекторах.

а — при одностороннем расположении; *б* — при двустороннем расположении.

ности работы кабельной канализации применять следующее взаимное размещение кабелей разных напряжений и назначений:

кабели, питающие потребителей 1-й категории, располагать на отдельной конструкции (полке), отделенной от других конструкций несгораемой перегородкой;

взаиморезервирующие кабели к электроприемникам 1-й категории, а также кабели особой группы следует прокладывать раздельно. Допускается прокладка таких кабелей по разным сторонам кабельного сооружения при ширине прохода между кабельными конструкциями не менее 1 м. Допускается прокладка резервных кабелей к электроприемникам особой группы в общем помещении с рабочими кабелями этой группы при условии размещения резервных кабелей в специальных противопожарных коробах со степенью огнестойкости 0,75 ч;

в двусторонних туннелях силовые кабели прокладывать на разных сторонах туннеля по отношению к контрольным кабелям и кабелям связи;

в односторонних туннелях контрольные кабели и кабели связи следует размещать под силовыми кабелями;

при пересечениях кабелей силовые кабели напряжением до 1000 В и контрольные кабели отделять от кабелей напряжением выше 1000 В;

допускается прокладывать контрольные кабели рядом с силовыми кабелями напряжением до 1000 В для неответственных потребителей;

силовые кабели одной линии (многокабельной) располагать по возможности на одной полке; при питании объекта несколькими линиями силовые кабели каждой линии прокладывать на отдельной полке; каждую из указанных выше групп кабелей следует защищать путем установки несгораемых горизонтальных перегородок с пределом огнестойкости не менее 0,25 ч; рекомендуются прессованные асбоцементные плиты толщиной 8 мм.

Кабельные туннели рассчитываются на полное завершение строительства предприятия и с учетом возможности дополнительной прокладки не менее 20% кабелей при развитии предприятия. Должны предусматриваться места для укладки кабельных муфт.

Рекомендуется широкое применение для небронированных кабелей металлических лотков, укладываемых на кабельных конструкциях, особенно для кабелей небольших сечений (до 16 мм^2).

Полы кабельных и шинных туннелей не должны иметь уступов, порогов, ступеней и т. п., затрудняющих вентиляцию и обслуживание туннелей; переходы с одной отметки на другую должны выполняться в виде пандуса с уклоном не более 15°. Необходимо предусматривать меры против проникновения в туннели грунтовых, ливневых и технологических вод путем применения дренажных устройств, действующих по возможности автоматически.

Пол туннеля выполняется с уклоном не менее 0,1% в сторону водосборников или ливневой канализации.

При отсутствии дренажного устройства через каждые 25 м в туннеле устраивают водосборные колодцы размером 0,4×0,4×0,3 м, перекрываемые металлическими решетками. Вводы кабелей из туннеля в здания через отверстия проходных плит уплотняются асбестом или кнопом, смешанным с белой глиной или тощим цементно-глинистым раствором.

Вентиляция туннелей выполняется комбинированная: приток воздуха естественный, осуществляется через приточные камеры, вытяжка воздуха на зимний период естественная, а на летний—механическая—через вытяжные камеры. Механическая вытяжка включается после того, как температура воздуха в туннеле достигнет 30°С.

В районах с расчетной отопительной температурой —5°С и выше предусматривается только механическая вытяжка.

Вентиляционные устройства должны автоматически отключаться. Вентиляционные воздуховоды или проемы снабжаются автоматически закрывающимися обратными клапанами или заслонками с легкоплавкими замками для прекращения доступа воздуха в туннель в случае возникновения пожара. Клапаны должны иметь ручной привод, рукоятка которого устанавливается в безопасном в пожарном отношении месте.

Расстояние между приточными и вытяжными камерами принимается в пределах 135—165 м и в среднем составляет около 150 м.

Вентиляционные камеры совмещаются со входами в туннель. Вентиляция туннелей рассчитывается исходя из ожидаемых тепловыделений от кабелей, зависящих от количества и сечений силовых кабелей и от их нагрузки. При отсутствии таких данных к моменту выдачи строительного задания на туннели потери в кабелях можно примерно принять:

для двусторонних туннелей размером 1800×2100 мм 0,6 кВт на 1 м туннеля;

для односторонних туннелей размером 1500×2100 мм 0,5 кВт на 1 м туннеля. Расчетный перепад температур для летнего периода принимается 10°С.

При вероятности заноса блуждающих токов оболочки и броня кабелей, входящих в туннель, должны быть изолированы от всех конструкций или электрически прерваны (снимается броня и оболочка на участке 50—100 мм при вводе в туннель) и изолированы эпоксидными шпатлевками.

В кабельных туннелях, коллекторах, галереях и в каждом из их отсеков предусматривается не менее двух эвакуационных выходов, обеспечивающих пожарную безопасность обслуживающего персонала.

Выходы размещаются таким образом, чтобы расстояние из любого возможного места нахождения обслуживающего персонала до ближайшего выхода не превышало бы 75 м и не было бы тупиков длиной более 25 м. При длине до 25 м допускается один выход.

В кабельных этажах, полуэтажах и подвалах площадью 300 м^2 также допускается один выход при условии, что расстояние от любого конца кабельного сооружения до выхода не превосходит 25 м.

Кабельные шахты всегда отделяются несгораемыми перегородками от туннелей и помещений, в которые они выходят.

Трехстенные туннели, галереи и каналы разделяются сплошными продольными несгораемыми противопожарными стенками-перегородками с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч.

При этом лестничные клетки рекомендуется располагать таким образом, чтобы выход в нее мог осуществляться из двух параллельных туннелей. Протяженные туннели разделяются на отсеки длиной до 150 м, в которых предусматриваются двери и люки в соответствии с § II-3-113 ПУЭ. В туннелях с маслонаполненными кабелями длина отсека не должна превышать 120 м. В отсеках предусматриваются монтажные проемы для возможности монтажа кабельных конструкций блоками.

В местах возможного разлития расплавленного металла, жидкостей и других веществ, разрушительно действующих на оболочки кабелей, нельзя устраивать люки в туннелях и коллекторах.

Кабельные помещения под распределительными устройствами должны быть секционированы несгораемыми перегородками по числу секций распределительных устройств, если сами распределительные устройства разделены по секциям такими перегородками.

При совместном размещении во внутрицеховых помещениях электрооборудования и кабелей их число не должно быть более 200, в том числе силовых не более 100. При большем числе кабелей следует предусматривать устройство кабельного туннеля, галереи, этажа или полуэтажа, в том числе подвального.

При большом количестве (250 — 350) открыто прокладываемых кабелей в подвале электромашинного помещения (ЭМП) прокатного цеха предусматривается кабельный этаж или туннель, которые обычно располагаются в верхней зоне подвала, или же кабели в подвале располагаются в несколько потоков под перекрытием ЭМП с соблюдением требований обеспечения производства работ по их ремонту и замене в эксплуатации. В последнем случае в подвале нельзя открыто устанавливать маслонаполненное электрооборудование; его следует размещать в несгораемых камерах. Высота кабельного этажа или туннеля в ЭМП предусматривается не менее 1800 мм от пола до балок перекрытия, до низа светильников или до низа кабельных потоков, пересекающих проход. На некоторых коротких участках (до 10—15 м) допускается уменьшение высоты до 1500 мм. Для частичной разгрузки подвалов ЭМП от кабелей и проводов электропроводки, отходящие от щитов, установленных на первом этаже ЭМП, и не выходящие за его пределы, рекомендуется прокладывать в трубах в подливке пола 1-го этажа ЭМП; при этом допускается, как правило, только однослойная прокладка труб.

Кабельные помещения вне зависимости от принятого для них способа тушения загораний и пожаров должны снабжаться первичными средствами пожаротушения: пенными и углекислотными огнетушителями, ящиками с песком, войлочным или асбестовым полотном или кошмой согласно действующим нормам.

д) ПРОКЛАДКА В БЛОКАХ

Прокладка кабелей в блоках наименее экономична по стоимости и по пропускной способности кабелей и допускается лишь в исключительных случаях, когда другие более простые и дешевые способы кабельной канализации нельзя применить по местным условиям. К таким условиям, в частности, относятся:

необходимость защиты кабелей от блуждающих токов;

прокладка кабелей в агрессивных по отношению к их оболочке грунтах;

большое насыщение территории предприятий различными подземными и надземными коммуникациями, транспортными и технологическими сооружениями и т. п.;

вероятность разлива металла или агрессивных по отношению к кабелям жидкостей и т. д.

Блочную канализацию по трассе кабельной линии рекомендуется переводить в траншею (см. рис. 11-16) или канал во всех случаях, когда это допустимо по местным условиям.

Для кабельных линий, прокладываемых в блоках, применяются по условиям тяжения кабели с голой усиленной свинцовой оболочкой марки СГТ сечением до 70 мм² и марки АСГТ сечением более 70 мм².

Наибольшая допустимая длина по условиям протяжки их в блоках составляет:

кабели марки СГТ сечением 3×50 мм²	145 м
кабели марки СГТ сечением 3×70 мм²	115 м
кабели марки АСГТ сечением 3×95 мм² и выше	150 м

В спецификациях следует указывать необходимую строительную длину кабелей для уменьшения числа соединительных муфт.

На коротких участках (до 50 м) допускается прокладка в блоках бронированных кабелей в свинцовой или алюминиевой оболочке без наружного покрова из кабельной пряжи.

В каждом блоке предусматривается до 10% резервных каналов.

Допустимые длительные токовые нагрузки кабелей, прокладываемых в блоках, зависят от конфигурации блоков, числа и расположения кабелей в них, от сечения, напряжения и загрузки кабелей (см. § I-3-17 и I-3-18 ПУЭ).

На рис. 11-13 — 11-15 и в табл. 11-6 — 11-7 приведены примеры выполнения и основные размеры различных блоков.

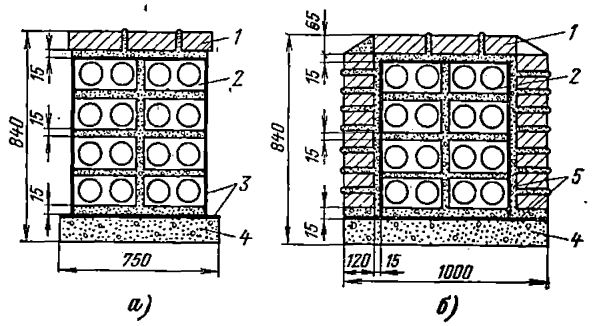


Рис. 11-13. Блоки ББ из железобетонных панелей.

а — для прокладки в сухих грунтах; *б* — для прокладки во влажных и насыщенных водой грунтах; *1* — кирпич; *2* — железобетонная панель ПК-2; *3* — окрасочная гидроизоляция; *4* — бетон марки 50; *5* — оклеечная гидроизоляция.

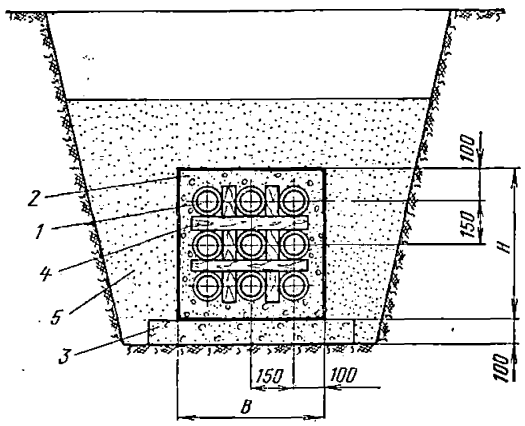


Рис. 11-14. Блоки БА из асбоцементных труб.

1 — труба; *2* — бетон марки 200; *3* — бетон марки 50; *4* — деревянная прокладка; *5* — песок.

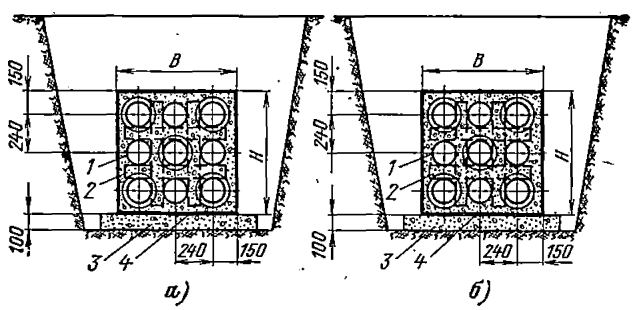


Рис. 11-15. Блоки БК из керамических труб.

а — для прокладки в неагрессивных сухих грунтах; *б* — для прокладки в агрессивных или насыщенных водой грунтах; *1* — труба; *2* — деревянная прокладка; *3* — бетон; *4* — гидроизоляция.

Таблица 11-6

Размеры блоков из асбестоцементных труб и число каналов в них (рис. 11-14)

Тип блока[1]	Количество каналов			Размеры, мм	
	По горизонтали	По вертикали	Всего	*B*	*H*
БА-1	1	1	1	200	200
БА-1/3		3	3		500
БА-2/2	2	2	4	350	350
БА-2/3		3	6		500
БА-2/4		4	8		650
БА-2/6		6	12		950
БА-2/8		8	16		1250
БА-3/3	3	3	9	500	500
БА-3/4		4	12		650
БА-3/5		5	15		800
БА-3/6		6	18		950
БА-3/8		8	24		1250
БА-4/4	4	4	16	650	650
БА-4/5		5	20		800
БА-4/6		6	24		950
БА-5/5	5	5	25	800	800
БА-5/6		6	30		950

[1] В числителе число каналов по горизонтали, в знаменателе — по вертикали.

Таблица 11-7

Размеры блоков из керамических труб (рис. 11-15)

Тип блока	Количество каналов			Размеры, мм	
	По горизонтали	По вертикали	Всего	*B*	*H*
БК-1	1	1	1	300	300
БК-1/3		3	3		780
БК-2/2	2	2	4	540	540
БК-2/3		3	6		780
БК-2/4		4	8		1020
БК-2/6		6	12		1500
БК-3/3	3	3	9	780	780
БК-3/4		4	12		1020
БК-3/5		5	15		1260
БК-3/6		6	18		1500
БК-4/4	4	4	16	1020	1020
БК-4/5		5	20		1260

При выборе типа кабельных блоков учитываются уровень грунтовых вод, их агрессивность, наличие блуждающих токов.

В первую очередь рекомендуется применять блоки из асбестоцементных труб (изготовленных для безнапорных трубопроводов) и блоки ББ из двух- и трехканальных железо-

бетонных шестиметровых панелей марки ПК, имеющих исполнение для прокладки в сухих и во влажных и насыщенных водой грунтах.

В агрессивных и насыщенных водой грунтах или при затруднительности отвода дивневых или отбросных вод с трассы блочной канализации рекомендуется применять блоки из керамических труб (канализационных) с диаметром ствола 150 мм (рис. 11-15,*б*).

Глубина заложения кабельных блоков принимается в зависимости от местных условий, но она должна быть не менее (считая от верхнего кабеля):

от планировочной отметки . . . . . 0,7 м
при пересечении улиц и площадей . . . . . 1 м

При прокладке на закрытых территориях и в пределах производственных помещений глубина заложения кабельных блоков не нормируется. При пересечении с проездами трасса блочной кабельной канализации должна быть перпендикулярной их оси. Обоснованные отклонения от прямого угла (но не более 45°) допускаются по условиям расположения сооружений на генплане или мест вводов кабелей в здания.

В тех случаях, когда нагрузка на поверхность блока превышает 10 т/м², а также на всех участках пересечения блоков с железными дорогами принимаются специальные меры для защиты блоков от разрушения.

При укладке блоков в слабых грунтах с допускаемым давлением менее 0,15 МПа дно траншеи уплотняется щебнем или песчаной подушкой толщиной 150 мм.

Блоки прокладываются прямолинейно с отклонением от прямой не более 10 мм на 2 м с уклоном 0,1% от середины в сторону колодцев.

Почвенные, ливневые, а также отбросные технологические воды с трассы блочной кабельной канализации отводятся. Если же по местным условиям отвести воду полностью невозможно, то применяется оклеечная гидроизоляция блоков и колодцев, которая в агрессивных грунтах усиливается подсыпкой гидрофобного грунта.

В насыщенных водой грунтах гидроизоляция вводов блоков в колодцы и камеры также усиливается подсыпкой гидрофобного грунта.

Блоки, вводимые в туннели должны быть наклонены на колодцы блочной канализации. При обратном уклоне стены туннелей в местах ввода должны быть зажелезнены, а поступающая через блоки вода должна отводиться при помощи дренажа.

Габариты кабельных колодцев (рис. 11-16) рассчитываются на возможность прокладки кабелей сечением 3×240 мм² с радиусом изгиба $r=25d$ и на установку защитного разъемного кожуха (для муфты) длиной 1250 мм.

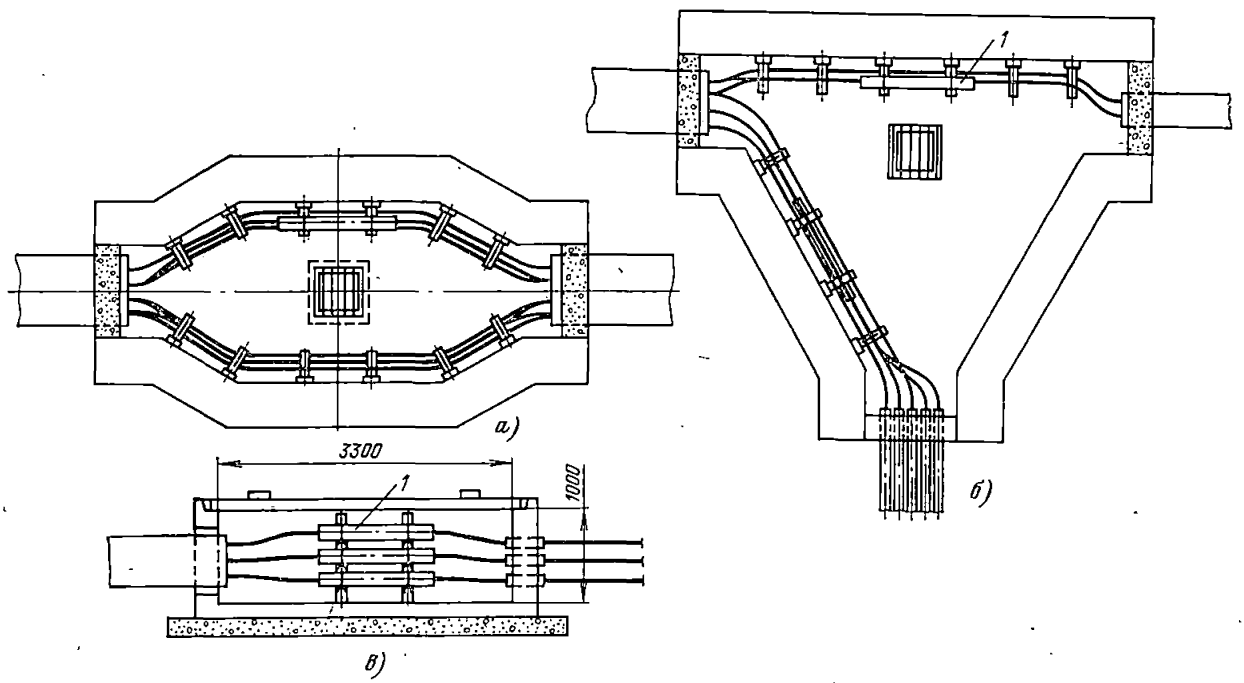


Рис. 11-16. Примеры выполнения кабельных колодцев и камер.

а — прямой колодец; *б* — тройниковый колодец; *в* — камера для перехода кабелей из блока ББ-3/3 в траншею с укладкой соединительных муфт; *1* — разъемный кожух для защиты кабельной муфты.

Размеры колодцев должны допускать разделку линейных муфт при монтаже и эксплуатации кабельных линий, а размеры вводных горловин должны быть достаточны для нормального вывода кабелей на настенные конструкции.

Колодцы блочной канализации сооружаются из красного кирпича, монолитного или сборного бетона, а также из сборных элементов, применяемых для теплофикационных и технологических туннелей.

Колодцы снабжаются съемными металлическими лестницами, надежно закрепляемыми в специальных скобах или кольцах, заделываемых в горловинах колодцев.

Количество колодцев на прямых участках блока должно быть минимальным; расстояния между соседними колодцами принимаются максимально возможными исходя из строительных длин кабелей, допустимых тяжений кабелей и условий их протяжки.

Кабельные колодцы подразделяются на четыре типа в зависимости от их назначения: прямой, угловой, тройниковый, крестовой.

Для уменьшения числа дорогих кабельных колодцев по трассе кабельной канализации они при переходах с блочной прокладки кабелей на траншейную заменяются камерами (рис. 11-16,*в*).

Возможен также отказ от сооружения колодцев при устройстве ответвлений от основной трассы блочной кабельной канализации, которые осуществляются с помощью стальных труб.

Колодцы блочной канализации сооружаются в местах изменения направления или разветвления трассы кабельных блоков в местах перехода кабелей из блока в траншею, а также на протяженных прямых участках трассы.

Камеры сооружаются вместо колодцев при переходе кабельной линии из блока в траншею с количеством кабелей не более 10.

Кабельные конструкции, устанавливаемые в колодцах и камерах, сооружаемых в насыщенных водой грунтах, надежно защищаются от коррозии.

Примеры выполнения колодцев и камер и размещение в них кабелей и соединительных муфт показаны на рис. 11-16.

При пересечении с трубопроводами и теплопроводами блоки могут располагаться как над теплопроводами, так и под ними.

В местах пересечения блоков с теплопроводами между ними предусматривается теплоизоляция из пенобетона или минеральной ваты, которая рассчитывается таким образом, чтобы температура земли в месте пересечения не превышала более чем на 10°С высшую летнюю температуру и на 15°С низшую зимнюю температуру.

Теплоизоляционный слой надежно защищается от механических повреждений и проникновения влаги гидроизоляцией или битумной жидкой мастикой на масле.

При пересечении блоков с трубопроводами фекальной канализации и агрессивных жидкостей в сырых и насыщенных водой грунтах дополнительной гидроизоляции и увеличения расстояний в месте пересечения не требуется.

При параллельной прокладке блока с трубопроводом расстояние между трубопроводом и ближайшим кабелем должно быть не менее 250 мм. При параллельной прокладке с теплопроводом расстояние между теплопроводом и ближайшим кабелем должно быть не менее 2 м или же теплопровод на всем участке сближения с блоком должен иметь такую теплоизоляцию, чтобы дополнительный нагрев земли теплопроводом в месте прохождения кабелей в любое время года не превышал 10°С.

а) ПРОКЛАДКА НА ЭСТАКАДАХ, В ГАЛЕРЕЯХ И ПО СТЕНАМ ЗДАНИЙ

При больших потоках кабелей целесообразно взамен туннелей применять их прокладку на эстакадах и в галереях, сооружаемых специально для кабелей, или же на общих эстакадах с технологическими коммуникациями, а также по стенам зданий. Кабели транзитных линий и линий, идущих к электроприемникам 1-й категории, прокладывать по стенам зданий не следует.

Кабельная эстакада является открытым надземным сооружением, а кабельная галерея — полностью или частично закрытым надземным или наземным сооружением.

Рекомендуется использование технологических эстакад для совместной прокладки кабелей с технологическими трубопроводами по согласовании с технологами с выдачей совместного с ними строительного задания. При конструктивном выполнении открытой прокладки учитываются условия окружающей среды, вибрация стен и сооружений, используемых для прокладки кабелей; принимаются меры для защиты кабелей от прямого воздействия солнечных лучей при прокладке их в районах южнее 65-й параллели.

Десятилетний опыт эксплуатации кабелей, проложенных на технологических и специальных эстакадах, показал высокую их надежность по сравнению с прокладками в траншеях или каналах. По сравнению с прокладками в туннелях аварийность кабелей, проложенных по эстакадам, уменьшается в несколько раз. При значительном повышении надежности так-

же снижается стоимость прокладки. Эстакады, галереи и другие надземные сооружения для прокладки кабелей, в том числе и совместно с технологическими коммуникациями, должны иметь основные несущие строительные конструкции — колонны и балки из железобетона с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч, а из стального проката — не менее 0,25 ч. При числе силовых кабелей более 30 эстакады разделяются поперечными несгораемыми перегородками или песочными замками на отсеки длиною не более 300 м.

В качестве несущих конструкций эстакад и галерей (колонны, балки, фермы и т. д.) в настоящее время применяются типовые строительные элементы серии ИС для эстакад под технологические трубопроводы, разработанной Харьковским государственным проектным институтом Промстройпроект Госстроя СССР.

Однако эти конструкции при применении их для кабелей являются излишне утяжеленными, и в настоящее время разрабатывается серия более легких конструкций эстакад на базе металлических сварных ферм с использованием несущей способности кабельных стоек и с сокращением числа типов кабельных эстакад в целях их унификации.

Прокладка кабелей на эстакадах и галереях, в частности, целесообразна:

на химических, нефтехимических, металлургических и других заводах, насыщенных различными подземными коммуникациями, затрудняющими прокладку больших потоков кабелей в земле;

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

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

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

При применении кабельных эстакад и галерей в пожароопасных и взрывоопасных зонах нужно учитывать требования, приведенные соответственно в гл. VII-4 и VII-3 ПУЭ.

Выбор трассы кабельных эстакад производится заблаговременно, одновременно с выбором всех других коммуникаций.

Когда не может быть применена совместная прокладка кабелей на общих эстакадах, предусматривается, где это возможно, совмещенная прокладка кабельных эстакад на общей полосе отчуждения с другими коммуникациями (водо-, газо-, теплопроводы и технологические трубопроводы). На участках, где возможно разлитие расплавленного металла, кабельные эстакады не допускаются. Число пересечений с другими надземными и подземными инженерными сооружениями и коммуникациями должно быть минимальное; угол пересечения рекомендуется не менее 30°. Трасса должна проходить параллельно осям координатной сетки генплана предприятия с углами поворота 90° (в виде исключения 45°). Полоса отчуждения под кабельную эстакаду или галерею принимается равной ширине эстакады плюс по 1 м в обе стороны от нее. В этой полосе не допускается выполнять земляные работы.

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

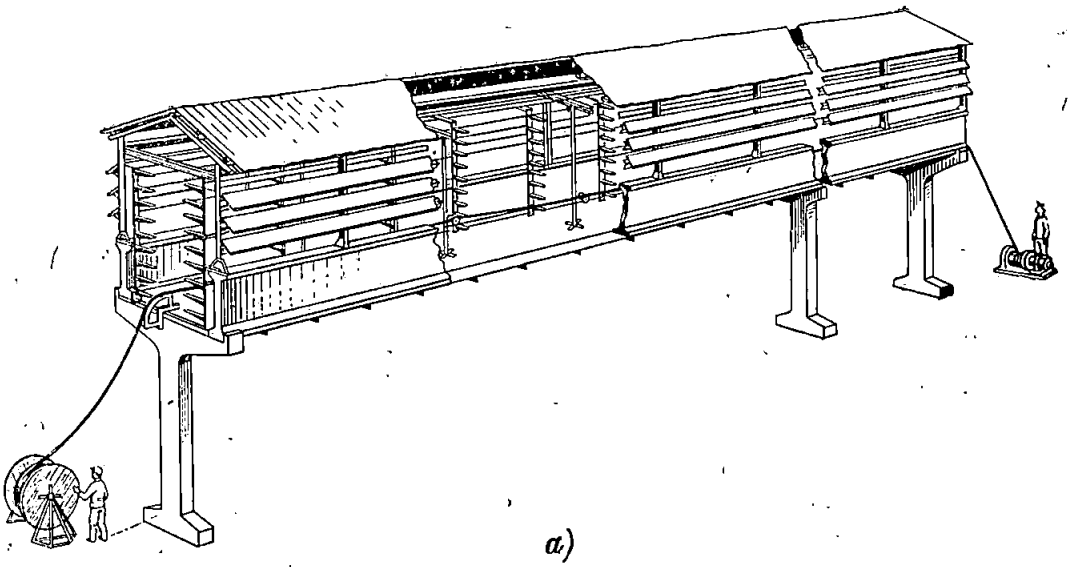
До головки рельса неэлектрифицированных подъездных железнодорожных путей	5,6 м
То же электрифицированных и трамвая	7,1 м
До полотна автодороги	4,5 м
До трубопроводов	0,5 м

Расстояния до стен зданий и сооружений с глухими стенами не нормируются. До стен, имеющих проемы, расстояние между конструкцией эстакады и стеной должно быть не менее 2 м.

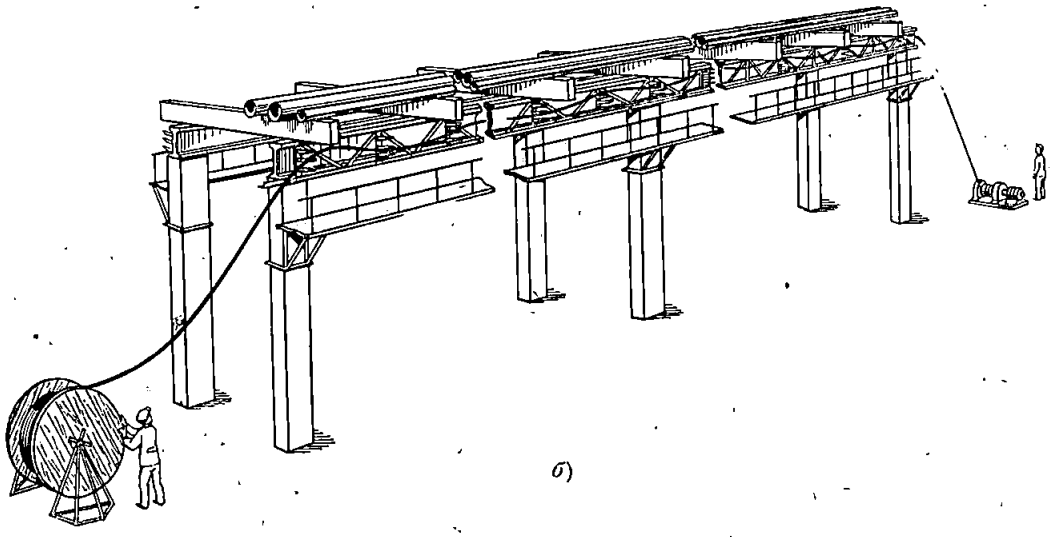
В местах пересечений эстакад с железнодорожными путями, по которым могут перевозиться расплавленный металл и шлак, предусматриваются защитные экраны из несгораемых материалов с пределами огнестойкости 0,75 ч. Размеры экрана: вдоль оси железнодорожного пути — равный ширине эстакады плюс по 2 м на каждую ее сторону; перпендикулярно оси — 2,5 м в каждую сторону от нее.

На территориях с ограниченным движением (насосные, очистные сооружения и т. п.) высоту эстакад, как правило, можно принимать из расчета прокладки нижних кабелей на уровне 2,5 м от земли с увеличением ее при пересечениях дорог до 4,5 м.

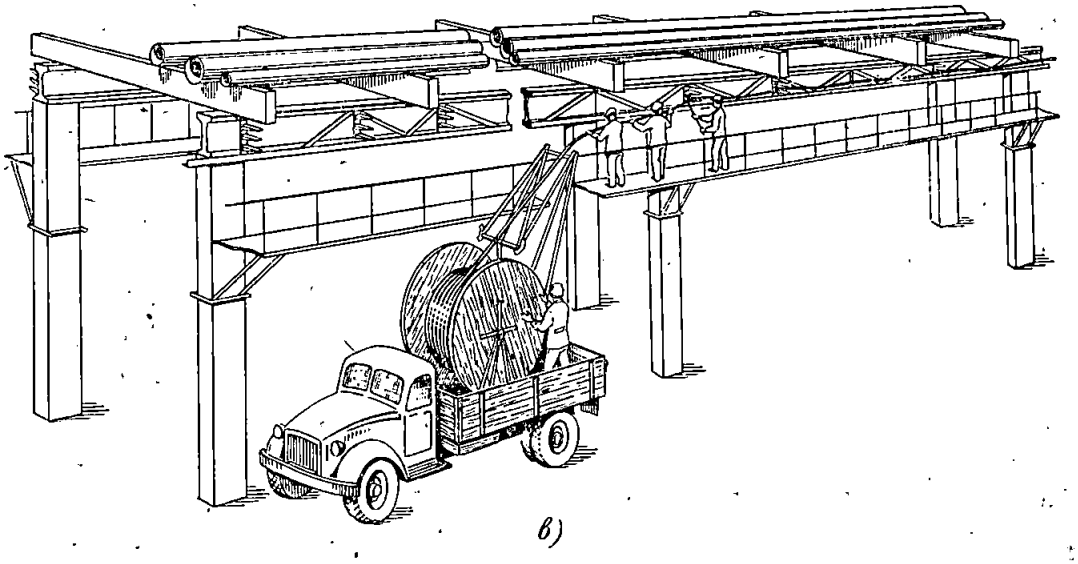
От выступающих частей конструкций кабельной эстакады до кювета или бордюрного камня проезда принимается расстояние не менее 2 м по горизонтали. При вводе кабелей в здания классов В-I и В-II их оболочки и броня присоединяются к заземлителю защиты от вторичных воздействий молнии. При вводе в здания классов В-Iа, В-Iб и В-IIа, В-IIб кабели заземляются. Сама эстакада заземляется через каждые 40 — 50 м. Кабельная эстакада на всем протяжении защищается от прямых ударов молнии отдельно стоящи-



а)



б)



в)

Рис. 11-20. Способы прокладки кабелей в галереях и на эстакадах.
а, б — при помощи электролебедки; *в* — при помощи специальной автомашины.

Для прокладки на эстакадах следует применять небронированные кабели в алюминиевой оболочке. Следует избегать перехода на бронированные кабели при вводах в здания, применяя в необходимых случаях защиту вводимого кабеля путем прокладки его в коробах, трубах и т.п.

На рис. 11-17 приведены различные типы эстакад, применяемых для открытой прокладки кабелей.

Эстакады бывают односторонние (рис. 11-17,*а*) и двусторонние (рис. 11-17,*б*). Они устанавливаются на отдельных опорах с шагом 12 м и могут крепиться на железобетонных и на металлических балках. Односторонние эстакады могут крепиться также на стенах производственных зданий (рис. 11-17,*в*).

Кабельные галереи имеют три исполнения: одностороннее (рис. 11-18,*а*), двустороннее (рис. 11-18,*б*) и трехстенное (рис.11-18,*в*) Они могут устанавливаться на железобетонных балках и на металлических фермах. Под лестничными площадками галерей и эстакад предусматриваются необходимые противопожарные средства.

На рис. 11-19 приведен пример выполнения кабельных трасс по эстакадам и галереям.

При выборе типа эстакад следует применять следующие наиболее экономичные решения:

при числе прокладываемых кабелей до 15 преимущественно использовать технологические эстакады, если это возможно по условиям безопасности и удобства эксплуатации;

при числе прокладываемых кабелей 16—50 преимущественно выбирать непроходные кабельные эстакады без боковых стен;

при числе кабелей свыше 50 следует применять кабельные галереи.

На рис. 11-20 показаны способы прокладки кабелей на эстакадах.

Раскатку кабеля производят по прямым и угловым распорным роликам или по напольным роликам с помощью электролебедки (рис. 11-20,*а*,*б*). Прокладка кабелей по эстакадам может быть выполнена с помощью автомашины, в кузове которой установлены безосевые кабельные домкраты для установки и раскатки кабельных барабанов.

Таблица 11-8

Число кабелей на одной полке эстакады

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

Примечание. В скобках указано число контрольных кабелей.

В табл. 11-8 показано количество кабелей, которое рекомендуется прокладывать на одной полке эстакады.

При выборе типа эстакады или галерей необходимо предусматривать возможность дополнительной прокладки кабелей во время эксплуатации в размере не менее 10%.

ж) ПРИМЕНЕНИЕ КАБЕЛЕЙ 110—220 кВ

Размещение воздушных линий глубоких вводов встречает затруднения при построении генплана предприятия. Эти затруднения значительно возросли в связи с указаниями о резком (в 2—3 раза) увеличении коэффициента застройки предприятий и объединении производств, входящих в комплекс комбината, в общие блоки. На предприятиях с загрязненной и агрессивной атмосферой или в их районах проблема открытого прохождения воздушных линий еще более усложняется. Специальные защитные и профилактические мероприятия значительно усложняют и удорожают эксплуатацию и все же не гарантируют надежную работу воздушных линий. На таких предприятиях целесообразно применение кабелей 110 кВ взамен воздушных линий. Кабельные линии 110—220 кВ успешно применяются за рубежом, в частности в США, ФРГ, Швеции, Норвегии.

На менее крупных предприятиях можно осуществить переход воздушных линий в кабель на границе предприятия (рис. 11-21). В этих случаях следует принимать меры для защиты от атмосферных перенапряжений, приходящих с воздушной линии.

При радиальном питании этот переход может быть осуществлен непосредственно на концевой опоре (рис. 11-21,*а*). При магистральном питании применяются специальные закрытые переходные пункты ПП (рис. 11-21,*б*), в которых предусматриваются перемычки с отделителями и короткозамыкателями, а в необходимых случаях устанавливаются баки подпитки маслом; в последнем случае закрытые переходные пункты применяются и при радиальном питании.

Выбор марок кабелей и способов их прокладки на территории предприятия, а также трассы должен производиться в зависимости от агрессивности почвы и воздуха и от насыщенности территории различными подземными и надземными коммуникациями. Прокладка кабелей 110 кВ может быть произведена в траншее, туннеле, канале, трубах и на эстакаде.

Если по трассе встречается большое число различных подземных сооружений и коммуникаций, для обхода которых необходимы пово-

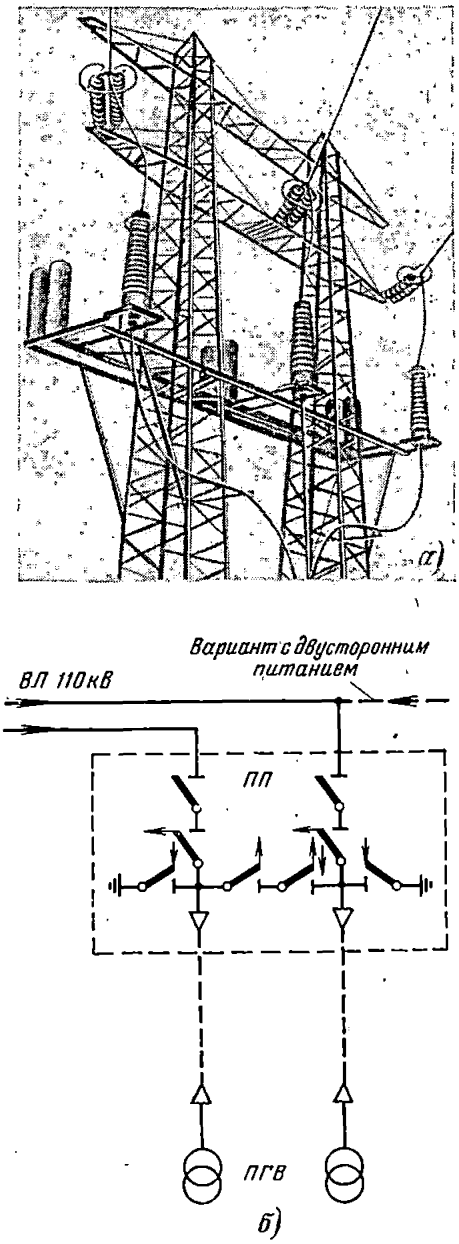


Рис. 11-21. Переход внешней питающей воздушной линии 154 кВ в кабель на границе промышленного предприятия.

а — на опоре ВЛ; *б* — в закрытом переходном пункте (ПП).

роты со сравнительно малым радиусом, то для этих условий подходят маслонаполненные кабели среднего давления [Л.11-3] типа МССА для прокладки в земле и типа МССГ для прокладки в воздухе.

Кабельные линии 110—220 кВ на предприятиях, как правило, имеют небольшую протяженность при относительно ровном профиле трассы. Поэтому вопрос о подпитке маслонаполненных кабелей среднего давления решается относительно легко при помощи установки баков с одного или двух концов линии, так как при ровном профиле трассы расстояние между подпитывающими пунктами может быть принято до 1,5 км. Преимуществом этих кабелей является также низкая температура затвердевания масла, нижний предел которой составляет —55°С (по ГОСТ до —45°С).

Кабели среднего давления могут работать в большом диапазоне давлений ($P_{изб}$=0,025÷0,3 МПа). Это дает возможность увеличить допустимую разность уровней по трассе кабеля и расстояние между баками подпитки.

Кабели в энергосистемах при укладке в земле располагают по треугольнику впритык друг к другу (рис. 11-22,*а*). В общей траншее располагаются две цепи, разделенные железобетонными плитами; сверху кабели также защищены плитами. Это позволяет ремонтировать одну цепь без нарушения работы другой.

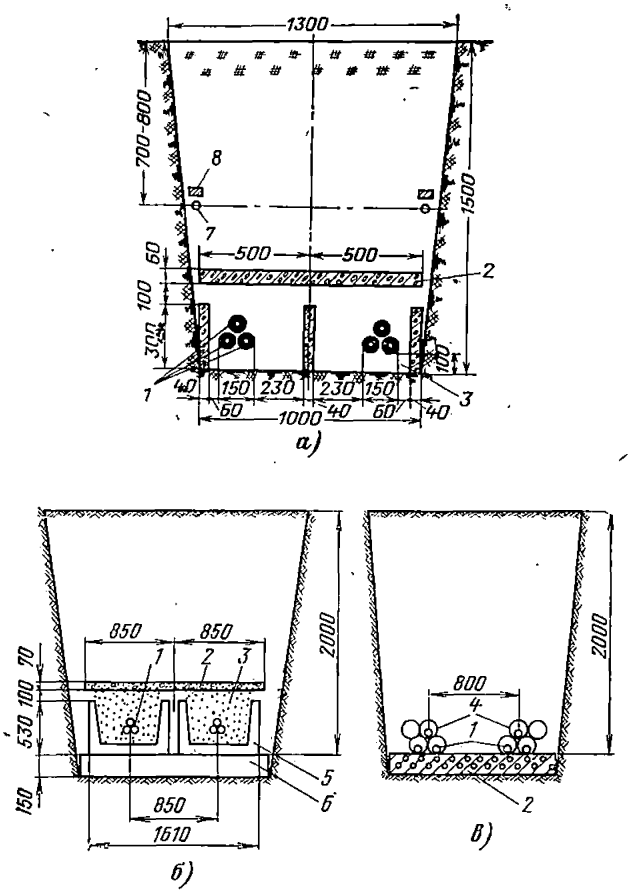


Рис. 11-22. Прокладка маслонаполненных кабелей 110 кВ в траншее.

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

Применяется также более надежная прокладка в траншее с укладкой кабелей в железобетонных лотках типа Л2 серии ИС-01-04 (рис. 11-22,*б*) на глубине ниже промерзания грунта. Лотки устанавливаются на железобетонной подготовке. Сверху лотки перекрываются железобетонными плитами для защиты от механических повреждений. Кабели в лотках прокладываются на подсыпке из просеянного грунта и этим же грунтом засыпаются сверху. В местах перехода под различными проездами и коммуникациями кабели прокладываются в асбестоцементных трубах, располагаемых на бетонных плитах (рис. 11-22,*в*).

На промышленных предприятиях рекомендуется второй способ прокладки кабелей в траншеях (в лотках). Он применяется при числе кабелей до шести (в однофазном исполнении) при отсутствии на пути следования трассы агрессивных по отношению к алюминиевой оболочке кабеля грунтов и возможности пролива горячего металла и при незначительной загруженности территории подземными коммуникациями [Л. 11-3].

Прокладки в траншеях являются наиболее экономичными по стоимости земляных работ.

В условиях промышленных предприятий на некоторых участках прокладка кабелей 110 кВ непосредственно в земле может вызвать затруднения, в частности в местах частых разрытий, возможного попадания жидкостей или расплавленного металла, в агрессивных почвах и т.п. В этих случаях возможны указанные выше другие способы прокладки, например в туннеле. Прокладка в туннеле рекомендуется при числе кабелей более шести независимо от характера трассы. При этом взаиморезервируемые цепи кабелей 110 кВ должны располагаться в разных отсеках туннеля, а кабели собственных нужд туннеля прокладываются в одном туннеле с кабелями 110 кВ. Маслонаполненные кабели 110 кВ прокладываются, как правило, в отдельных кабельных сооружениях. Допускается прокладка маслонаполненных кабелей 110 кВ в общем кабельном сооружении вместе с другими кабелями. Но при этом они должны отделяться железобетонной перегородкой толщиной 50—60 мм с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч.

По территории крупных металлургических заводов рекомендуется прокладка маслонаполненных кабелей 110 кВ, как правило, в отдельных туннелях.

Если длина кабельной линии составляет несколько километров, то необходимо производить транспозицию фаз одножильных кабелей, благодаря чему значительно уменьшается наведенное напряжение в паралельных линиях связи.

Давление масла в кабелях является важным показателем его исправности. При проектировании необходимо определять пределы и скорости допустимых изменений давления. При превышении во время эксплуатации этих установленных пределов кабельная линия или ее секция должна быть отключена. Обратное включение допускается лишь после выяснения и устранения причин увеличения давления масла. Контроль за давлением позволяет своевременно обнаружить утечку масла. Он осуществляется при помощи манометров, показывающих давление в аппаратах подпитки, присоединенных к концевым муфтам. Каждый кабель подпитывается маслом от отдельной группы баков, соединенных через коллектор. Давление масла на каждом кабеле измеряется электрическим сигнальным манометром. Схема сигнализации предусматривает световой и звуковой сигналы на пульте управления, если давление в каком-либо кабеле стало ниже минимально допустимого или выше максимально допустимого.

При небольшой длине кабельной линии прокладка специального сигнального кабеля между подстанциями и установка телемеханизационной аппаратуры не предусматриваются.

Приктика эксплуатации в энергосистемах выявила высокую надежность работы кабелей 110 кВ. Не было ни одного аварийного отключения из-за выхода их из строя. В одном случае было механическое повреждение одной фазы кабеля экскаватором. В двух случаях были зарегистрированы газовыделения, по-видимому, вследствие разложения масла, но эти нарушения были ликвидированы без отключения кабеля, т.е. без перерыва подачи электроэнергии.

Зарубежная практика также показывает очень малую аварийность маслонаполненных кабелей 110—220 кВ (табл. 11-9).

Из приведенных данных видно, что аварийность кабелей 110—220 кВ в ФРГ меньше,

Таблица 11-9

Аварийность маслонаполненных кабелей

Вид канализации	Число повреждений на 100 км	
	в 1958 г.	в 1959 г.
ФРГ		
Кабели 110 кВ	0,42	1,2
Кабели 220 кВ	Не повреждались	
Воздушные линии 110 кВ	0,9	3,3
Воздушные линии 220 кВ	0,55	1,3
США		
Кабели 110—220 кВ	2,5	3,5

чем воздушных линий этого напряжения, а в США одинаковая или несколько выше.

Нужно также отметить, что повреждаемость маслонаполненных кабелей 6—20 кВ по данным тех же источников составляет 7,5—10,4 на 100 км, т. е. гораздо больше, чем повреждаемость маслонаполненных кабелей 110—220 кВ.

Ниже приведены некоторые предварительные общие соображения о технической и экономической целесообразности применения кабелей 110 кВ.

Полная стоимость 1 км кабельной двухцепной линии 110 кВ с медными кабелями среднего давления марки МССА-110 сечением 270 мм² и пропускной мощностью 160 МВ·А составляет около 145* тыс. руб. Полная стоимость кабелей марки МСАА с алюминиевой оболочкой (включая монтаж, строительную часть и масляное хозяйство) составляет около 121 тыс. руб.* Воздушная линия такой же мощности с проводами АС-150 стоит, включая монтаж, около 20 тыс.руб.

Стоимость территории на предприятиях по осторожной оценке составляет 120—150 тыс. руб. за гектар. При ширине трассы 20 м линии 110 кВ эта стоимость за 1 км составит около 240—300 тыс.руб. Если при-

* По данным Мосэнергопроекта эта стоимость составляет 220—240 тыс. руб. для кабелей в свинцовой оболочке и 160—185 тыс. руб. для кабелей в гладкой алюминиевой оболочке.

Таблица 11-10

Область применения маслонаполненных кабелей различных марок

Марка кабеля	Наименование	Преимущественные области применения
	А. Кабели в свинцовой оболочке (ГОСТ 16441-70)*	
МСС	Маслонаполненный среднего давления в свинцовой оболочке с упрочняющим покровом и с наружным покровом из лент поливинилхлоридного пластиката (или резиновых лент)	В туннелях и каналах зданий
МССА	Маслонаполненный среднего давления в свинцовой оболочке с упрочняющим покровом и с наружным покровом из слоев битумного состава, лент поливинилхлоридного пластиката (или резиновых лент) и пропитанной кабельной пряжи	В земле (в траншеях), если кабель не подвергается растягивающим усилиям и защищен от механических повреждений
МССШв	Маслонаполненный среднего давления в свинцовой оболочке с упрочняющим покровом в шланге из поливинилхлоридного пластиката	То же, а также в туннелях и каналах зданий
МССК	Маслонаполненный среднего давления, в свинцовой оболочке, с упрочняющим покровом, с подушкой, с броней из круглых стальных оцинкованных проволок, с наружным покровом из слоев битумного состава, лент поливинилхлоридного пластиката (или резиновой ленты) и пропитанной кабельной пряжи	Под водой, в болотистой местности и в местности, где требуется дополнительная механическая защита кабеля
	Б. Кабели в алюминиевой оболочке (ТУ 16-505.165-71)**	
МСАВ	Кабель маслонаполненный среднего давления с медными жилами с изоляцией из пропитанной бумаги и в оболочках из алюминия и поливинилхлоридного пластиката	Прокладка в туннелях и каналах зданий
МСАВу	То же с усиленным подслоем под оболочкой из поливинилхлоридного пластиката	Прокладки в земле (траншеях), если кабель не подвергается растягивающим усилиям и приняты дополнительные меры защиты кабеля от механических повреждений во время прокладки и эксплуатации (например, прокладка в железобетонных лотках)
МСАВК	Кабель маслонаполненный среднего давления с медными жилами, с изоляцией из пропитанной бумаги, в алюминиевой оболочке, в оболочке из поливинилхлоридного пластиката с броней из круглых проволок диаметром 4 мм и наружным покровом из слоев битумного состава, поливинилхлоридных лент, кабельной пряжи и мелового покрытия	Прокладка в земле (траншеях), если кабель подвергается растягивающим усилиям

* Сечения жил кабелей: 120, 150, 185, 240 (270), 300 (350), 400 (425), 500 (550), 625, 800 мм².
** Сечения жил кабелей: 150, 185, 240, 270 мм².

проекту электроснабжения с уточнениями в случаях необходимости;

выбор комплектного оборудования, аппаратуры, шин, изоляторов, проверка (при необходимости) сечений кабелей, выбранных в техническом электроснабжении;

проверка параметров дугогасящих катушек;

уточнение расчетов и проектных решений по релейной защите, автоматике, управлению, измерениям, учету электроэнергии, защитному заземлению, молниезащите и компенсирующим устройствам;

масляное хозяйство, транспортировка и такелаж оборудования в порядке уточнения технического проекта электроснабжения;

компоновочное и конструктивное решение подстанции;

з) технические задания заводам или опросные листы на изготовление комплектных шкафов РУ, щитов управления и реле, щитов постоянного и переменного тока, щитов станций управления вентиляцией, обогревом МВ и др., которые включаются только в архивные экземпляры проекта.

Примечания: 1) Принципиальные схемы комплектных шкафов РУ заводского изготовления при необходимости прикладываются к проекту.

2) В случае применения КТП (напряжением 35 кВ и выше) разрабатываются только следующие чертежи: ситуационный план подстанции, схема электрических соединений, схема кабельных связей и ряды зажимов или схема внешних соединений, раскладка кабелей, кабельный журнал, заземление и молниезащита. План и разрез КТП выполняются в случае необходимости.

3) Копии документов по согласованию и утверждению технического проекта даются в приложении.

Технорабочий проект подстанций должен содержать пояснительную записку в объеме стадии технического проекта, а чертежи, спецификации, задания заводам-изготовителям и монтажно-заготовительным участкам в объеме стадии рабочих чертежей; перечень примененных типовых решений.

В объем рабочих чертежей крупных подстанций входят:

а) принципиальная однолинейная схема;

б) ситуационный план с нанесением устройств и зон молниезащиты, который выполняется только для подстанции 35—220 кВ и может быть совмещен на одном листе с чертежом плана установки оборудования;

в) принципиальные схемы защиты, управления, сигнализации, блокировки и др.;

г) схема подключения и ряды зажимов;

д) кабельный журнал подстанции;

е) раскладка кабелей по подстанции (при необходимости);

ж) планы и разрезы по установке оборудования в ОРУ, ЗРУ, чертежи заземления и т. д.;

з) чертежи заданий монтажно-заготовительному участку;

и) задания на разработку строительных чертежей, отопления, вентиляции, водопровода, канализации и автоматического пожаротушения (включаются в архивные материалы проекта);

к) перечень примененных типовых проектов, узлов, чертежей;

л) заказные спецификации на комплектные устройства, электрооборудование, включая оборудование для изделий монтажно-заготовительного участка (МЗУ), кабельные и другие изделия;

м) спецификации на изделия монтажно-заготовительного участка;

н) уточненная ведомость материалов и конструкций, в которой учитываются кабели, относящиеся только к внутренним связям самой подстанции;

о) ведомость объемов монтажных работ.

В пояснениях к чертежам подстанций приводятся: исходные данные;

уточнение принятых в техническом проекте решений (при необходимости). Результаты уточненных расчетов.

5. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЦЕХОВЫХ ТП

Для выполнения технического проекта цеховых трансформаторных подстанций (ТП) на напряжение 6—10/0,4—0,69 кВ необходимы следующие исходные данные:

электрическая нагрузка ТП, количество, мощность и номинальные напряжения силовых трансформаторов, принимаемые по проекту электроснабжения;

данные по отходящим линиям 0,4 кВ, принимаемые по проектам силового электрооборудования, освещения и др.: расчетные токи каждой линии; наименование и назначение линий; намечаемые типы защитных аппаратов; марки и сечения присоединяемых кабелей и проводов;

решения по компенсации реактивной мощности в сети до 1 кВ, принимаемые по проекту электроснабжения;

план (при необходимости разрезы) места расположения подстанции.

Для выполнения рабочих чертежей ТП необходимы:

технический проект и протокол или другие данные об его утверждении;

подтверждение или корректировка исходных данных к техническому проекту;

уточненные технические данные защитных аппаратов, выбранных в проектах электрических сетей (0,4—0,69 кВ), номинальные токи, токи расщепителей или плавких вставок, выдержки времени селективных автоматических выключателей, каталожные номера.

6. СОДЕРЖАНИЕ ПРОЕКТОВ ЦЕХОВЫХ ТП 6—10/0,4—0,69 кВ

Технический проект цеховых ТП должен содержать:

а) принципиальную однолинейную схему;

б) план и разрезы ТП;

в) спецификацию на комплектные устройства;

г) заявочные ведомости на оборудование и основные материалы (при необходимости);

д) пояснительную записку, в которой приводятся: исходные данные, назначение подстанции, электрические нагрузки;

уточнение числа и мощности трансформаторов, типа подстанции и др. в случае изменения решений, принятых в техническом проекте электроснабжения.

В рабочих чертежах цеховых ТП приводятся:

а) принципиальная однолинейная схема с указанием уставок АВР, релейной защиты, каталожных номеров автоматов до 1 кВ и данных их расцепителей, которая служит также заданием заводу-изготовителю;

б) план и разрезы ТП, заземление;

в) строительное задание (хранится в архивном экземпляре проекта);

г) схема подключения (при необходимости);

д) раскладка кабелей и кабельный журнал (при необходимости);

е) заказная спецификация на комплектные устройства, оборудование, включая оборудование изделий монтажно-заготовительного участка;

ж) уточненная ведомость материалов;

з) спецификация изделий монтажно-заготовительного участка;

и) ведомость объемов монтажных работ;

к) пояснения к чертежам, в которых приводятся:
исходные данные, назначение ТП, электрическая нагрузка;

уточнение принятых в техническом проекте решений в случае изменений, принятых при утверждении технического проекта или по другим причинам.

В технорабочем проекте ТП приводятся:
пояснительная записка в объеме технического проекта;

чертежи, спецификации, задания заводам-изготовителям и монтажно-заготовительному участку в объеме стадии рабочих чертежей.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

ОСНОВНЫЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Для правильного понимания и усвоения приведенного в книге материала ниже приводятся краткие определения основных наиболее употребительных терминов и понятий, примененных в книге.

1. Источником питания ИП называется распределительное устройство генераторного напряжения электростанции или распределительное устройство вторичного напряжения понизительной подстанции энергосистемы или подстанции 35—220 кВ промышленного предприятия, к которому присоединены распределительные сети предприятия.

2. Независимым источником питания называется источник питания данного объекта, на котором сохраняется напряжение при исчезновении его на других источниках.

К числу независимых источников питания относятся распределительные устройства двух электростанций или центров питания, а также две секции сборных шин электростанций или подстанций при одновременном соблюдении следующих двух условий:

а) каждая из секций имеет питание от независимого источника;

б) секции не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключаемую при нарушении нормальной работы одной из секций.

3. Глубоким вводом называется система электроснабжения с приближением высшего напряжения к электроустановкам потребителей с минимальным количеством ступеней промежуточной трансформации и аппаратов.

4. Узловой распределительной подстанцией УРП называется центральная подстанция предприятия на напряжение 110—500 кВ, получающая электроэнергию от энергосистемы и распределяющая ее (без трансформации или с частичной трансформацией) по подстанциям глубоких вводов (ПГВ) 35—220 кВ на территории предприятия.

5. Главной понизительной подстанцией ГПП называется трансформаторная подстанция на напряжение 35—220 кВ, получающая питание непосредственно от районной энергосистемы и распределяющая электроэнергию на более низком напряжении по всему объекту или отдельному его району.

6. Подстанцией глубокого ввода ПГВ называется подстанция на напряжение 35—220 кВ, выполненная по упрощенным схемам коммутации на первичном напряжении, получающая питание непосредственно от энергосистемы или от УРП данного предприятия и предназначенная для питания отдельного объекта или района предприятия.

7. Цеховой трансформаторной подстанцией называется подстанция, преобразующая энергию на пониженное напряжение и непосредственно питающая потребителей одного или нескольких близлежащих цехов или часть большого цеха. В ряде случаев от этой же подстанции питаются близко расположенные потребители высшего напряжения.

8. Центральным распределительным пунктом ЦРП называется центральный пункт, получающий питание непосредственно от районной энергосистемы или заводской станции при напряжении 6—20 кВ и распределяющий ее на том же напряжении по всему объекту или отдельной его части.

9. Распределительным пунктом РП называется распределительное устройство, предназначенное для приема и распределения энергии на напряжении 6—20 кВ. Распределительный пункт может совмещаться с одной из трансформаторных или преобразовательных подстанций, обслуживающей примыкающих к нему потребителей.

10. Пристроенной или встроенной закрытой подстанцией называется подстанция, пристроенная к зданию или же встроенная в его контур, но имеющая выкатку трансформаторов и баковых масляных выключателей наружу.

11. Внутрицеховой подстанцией называется подстанция, все оборудование которой располагается внутри производственного или иного помещения, причем доступ к этому оборудованию осуществляется из этого же помещения. Оборудование такой подстанции может быть выполнено в закрытых камерах-будках или же открыто, но со сплошным закрытием всех токоведущих частей.

12. Комплектной трансформаторной подстанцией КТП, комплектным распределительным устройством КРУ и комплектной конденсаторной установкой ККУ называются подстанции, распределительные устройства и конденсаторные установки, комплектно изготовленные и испытанные на заводах электропромышленности или на производственных предприятиях монтажных организаций.

13. Приемным пунктом (или пунктом приема) электроэнергии называется электроустановка, на которую поступает электроэнергия на предприятие от внешнего источника питания. В зависимости от потребляемой мощности и от удаленности от источника питания приемными пунктами электроэнергии могут быть УРП, ГПП, ПГВ, ЦРП, РП, ТП.

14. Холодным резервом называется полностью смонтированное электрооборудование (трансформатор, линия и т. п.), но отключенное в нормальном режиме работы схемы электроснабжения.

15. Централизованным (складским) резервом называется электрооборудование, полностью подготовленное к установке на место, но находящееся в складе или на другом центральном пункте.

16. Присоединением называется ответвление от сборных шин или «отпайка» от линии, предназначенные для питания какого-либо потребителя или подстанции.

17. Располагаемой мощностью называется мощность, которую энергосистема может в данное время отпустить для питания данного потребителя электроэнергии.

18. Отклонениями напряжения называются сравнительно медленно протекающие изменения этих величин, вызываемые изменениями режимов центра питания (ЦП) и режимов нагрузок сети, когда скорость изменения менее 1% в секунду.

19. Центром питания ЦП называется распределительное устройство генераторного напряжения электро-

станции или распределительное устройство вторичного напряжения понизительной подстанции энергосистемы, имеющей устройство для регулирования напряжения, к которому присоединены распределительные сети данного района.

20. Колебаниями напряжения называются достаточно быстро протекающие кратковременные изменения этих величин (когда скорость изменения напряжения не менее 1% в секунду), возникающие при резком нарушении нормального режима, вызванного работой крупных электроприемников: синхронных двигателей преобразовательных агрегатов прокатных станов, дуговых электропечей, ионных преобразователей для питания электроприводов и др.

21. Нормальным режимом называется установившееся состояние системы электроснабжения, при котором параметры режима в течение некоторого периода времени можно считать неизменными.

22. Аварийным режимом называется кратковременный переходный режим, связанный с нарушением нормального режима работы системы электроснабжения или ее части и продолжающийся до отключения поврежденного элемента.

23. Послеаварийным режимом называется режим, возникающий после отключения поврежденного элемента системы электроснабжения, продолжающийся до восстановления нормального режима, но продолжительностью не более суток.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1-1. **Основные** направления развития народного хозяйства СССР на 1976—1980 годы.

1-2. **Правила** устройства электроустановок. М., «Энергия», 1966, 464 с.

1-3. **Указания** по проектированию электроснабжения промышленных предприятий (СН 174-67). М., Стройиздат, 1967, 46 с.

1-4. **Указания** по проектированию силового электрооборудования промышленных предприятий (СН 357-66). М., Стройиздат, 1967. 32 с.

1-5. **Правила** технической эксплуатации электроустановок потребителей и правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. М., «Энергия», 1969. 352 с.

1-6. **Мукосеев Ю. Л.** Электроснабжение промышленных предприятий. М., «Энергия», 1973. 584 с.

1-7. **Казак Н. А. и др.** Электроснабжение промышленных предприятий. Л., «Энергия», 1964. 536 с.

1-8. **Князевский Б. А., Липкин Ю. Б.** Электроснабжение промышленных предприятий. М., «Высшая школа», 1969. 510 с.

1-9. **Ермилов А. А.** Основы электроснабжения промышленных предприятий. М., «Энергия», 1969. 304 с.

1-10. **Федоров А. А.** Основы электроснабжения промышленных предприятий. М., «Энергия», 1972. 415 с.

1-11. **Глазунов А. А., Глазунов А. А.** Электрические сети и системы. М., Госэнергоиздат, 1960. 368 с.

1-12. **Куинджи В. Б., Шерман Ю. Л.** Вопросы планировки химических предприятий и их электроснабжения. — «Промышленная энергетика», 1966, № 12, с. 26—28.

1-13. **ВНИИпроектэлектромонтаж.** Надежность электроустановок промышленных предприятий. М., 1973. 224 с.

1-14. **Опыт** проектирования и эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий. Л., «Энергия», 1972. 147 с.

1-15. **Крупович В. И. и др.** Проектирование и монтаж промышленных электрических сетей. М., «Энергия», 1971. 504 с.

1-16. **Справочник** по проектированию электроснабжения линий электропередачи и сетей. М., «Энергия», 1974. 696 с..

1-17. **Веников В. А., Федоров Д. А. Мачинский М. В.** Анализ поведения электрических систем при резких изменениях нагрузки. — «Электричество», 1959, № 4, с. 16—22.

1-18. **Справочник** по проектированию электрических систем. М., «Энергия», 1971. 248 с.

2-1. **Типовая** методика определения экономической эффективности капитальных вложений. М., «Экономика», 1969, 15 с.

2-2. **Инструкция** по определению экономической эффективности капитальных вложений в строительство (СН 423-71). М., Стройиздат, 1971. 112 с.

2-3. **Зельцбург А. М.** Экономика электроснабжения промышленных предприятий. М., «Высшая школа», 1973. 279 с.

2-4. **Методические** указания к технико-экономическим расчетам при выборе схем и параметров электрических сетей 35 кВ и выше. М., 1972, 45 с. (ВГПИ Энергосетьпроект).

2-5. **Гительсон С. И.** Экономические решения при проектировании электроснабжения промышленных предприятий. М., «Энергия», 1971. 256 с.

3-1. **Оптимизация** режимов систем электроснабжения промышленных предприятий. М., Общество «Знание». 202 с.

3-2. **Методические** указания по расчету надежности систем электроснабжения промышленных предприятий. Изд. ВНИИпроектэлектромонтаж, 1973. 149 с.

3-3. **Методика** определения ущерба потребителя от перерыва электроснабжения. М., изд. Энергетического института им. Г. М. Кржижановского, 1968. 29 с.

3-4. **Электроснабжение** промышленных предприятий. Надежность и резервирование. М., МДНТП, 1969. 196 с.

3-5. **Алексеев О. А. и др.** Ущерб от перерыва электроснабжения вспомогательных и подготовительных производств черной металлургии. — «Инструктивные указания по проектированию электротехнических промышленных установок», 1973, с. 3—5.

3-6. **Михайлов В. В.** Надежность электроснабжения промышленных предприятий. М., «Энергия», 1973. 168 с.

3-7. **Лактюшин В. А., Белова А. Г.** Показатели надежности электрических сетей промышленных предприятий. — «Инструктивные указания по проектированию электротехнических промышленных установок», 1975, № 4, с. 3—7.

4-1. **Указания** по определению электрических нагрузок в промышленных установках. — «Инструктивные указания по проектированию электротехнических промышленных установок», 1968, № 6, с. 3—17.

4-2. **Волобринский С. Д. и др.** Электрические нагрузки промышленных предприятий. М., «Энергия», 1966. 304 с.

4-3. **Каялов Г. М.** Методика расчета реактивных нагрузок заводских электрических сетей. — «Инструктивные указания по проектированию электротехнических промышленных установок», 1970, № 6, с. 19—21.

4-4. **Сети** напряжением до 1000 В. Расчет электрических нагрузок. — «Инструктивные указания электротехнических промышленных установок», 1969, № 9, с. 10—18.

5-1. **Руководящие** указания по проектированию и эксплуатации линий электропередачи и распределительных устройств переменного тока 3—500 кВ, расположенных в районах с загрязненной атмосферой. — «Электрические станции», № 7, 1966, с. 91 и № 8, с. 92.

5-2. **«Вопросы** атмосферной диффузии и загрязнения воздуха». Труды, вып. 172. М., Гидрометеоиздат, 1965, с. 86—93. Главная геофизическая обсерватория имени А. И. Войкова.

5-3. **Электрическое** оборудование электростанций и электрические сети. Рационализаторские предложения. М., «Энергия», 1964. 37 с. (ОРГРЭС).

7-1. **Михеев А. П. и др.** Снижение влияний работы дуговых сталеплавильных печей на качество электроэнергии в промышленных сетях. — «Электротермия», 1971, вып. 107, с. 21—23.

7-2. **Архипов Н. К.** О потерях и отклонениях напряжения в распределительных сетях. — «Электричество», 1959, № 9, с. 25—29.

7-3. **Веников В. А., Солдаткина Л. А.** К вопросу о критериях качества электроэнергии и качества автоматического регулирования режима электросистем. — «Электричество», 1959, № 12, с. 21—25.

7-4. **Доклады** на Всесоюзной конференции по качеству напряжения и его регулированию в электрических сетях и системах. ЦЕНТОЭП, 1961, 513 с.

7-5. **Труды** института Тяжпромэлектропроект. М., «Энергия», 1972, 344 с.

7-6. **Михеев А. П. и др.** Влияние работы дуговых сталеплавильных печей на напряжение электрических сетей. — «Инструктивные указания по проектированию электротехнических промышленных установок», 1971, № 12, с. 3—9.

7-7. **Оганян Я. П. и др.** Применение синхронных компенсаторов с быстродействующим тиристорным возбуждением для снижения влияния ударных нагрузок. — «Инструктивные указания по проектированию электротехнических промышленных установок», 1971, № 8, с. 13—16.

7-8. **Орел О. А.** Оптимальное регулирование реактивной мощности быстродействующих синхронных компенсаторов. — «Инструктивные указания по проектированию электротехнических промышленных установок», 1973, № 1, с. 3—8.

7-9. **Лир Л. В.** Применение синхронных машин для компенсации резкопеременной реактивной нагрузки. — «Инструктивные указания по проектирования электротехнических промышленных установок», 1972, № 10—11, с. 3—7.

7-10. **Электроснабжение** промышленных предприятий. Надежность и резервирование, МДНТП, 1969, с. 148—158.

7-11. **Жежеленко И. В., Шевцов К. К.** Проектирование установки батарей косинусных конденсаторов на подстанциях с источниками гармоник. — «Инструктивные указания по проектированию электротехнических промышленных установок», 1970, № 9, с. 6—13.

7-12. **Черепанов В. В.** Некоторые вопросы расчетов несинусоидальности напряжения в системах электроснабжения промышленных предприятий. — «Инструктивные указания по проектированию электротехнических промышленных установок», 1973, № 1, с. 8—10.

7-13. **Практические** рекомендации по расчету уровней гармоник в системах электроснабжения металлургических заводов. — «Инструктивные указания по проектированию электротехнических промышленных установок», 1971, № 8, с. 3—12.

7-14. **ГОСТ** 13109-67. Нормы качества электрической энергии у ее приемников, присоединенных к электрическим сетям общего назначения, с. 12.

7-15. **Солдаткина Л. А.** Электрические сети и системы. М., «Энергия», 1972, 272 с.

7-16. **Жежеленко И. В.** Высшие гармоники в системах электроснабжения промышленных предприятий. М., «Энергия», 1974, 184 с.

8-1. **Ираний П. Б., Петухов Г. П.** О возможности кратковременной перегрузки выключателей серии ВМП-10. — «Электричество», 1967, № 5, с. 13—17.

8-2. **Иванов В. С.** Определение токов, генерируемых синхронными электродвигателями при коротких замыканиях на шинах 6—10 кВ. — «Инструктивные указания по проектированию электрических промышленных установок», 1973, № 8—9, с. 3—5.

8-3. **Нормы** технологического проектирования понижающих подстанций с высшим напряжением 35—750 кВ. Изд. 2-е, Минэнерго, 1972, 51 с.

8-4. **Магидсон Э. М., Якуб Ю. А.** Оценка надежности упрощенных схем электрических соединений понижающих подстанций 110—220 кВ. — «Электрические станции», 1972, № 2, с. 15—19.

8-5. **Тезисы** докладов IV научно-технической конференции по обобщению опыта проектирования, строительства и эксплуатации подстанций без выключателей 35—500 кВ (21—23 ноября 1972 г.). М., Информэлектро ВНИИЭМ, 1972, 164 с.

8-6. **Противопожарные** нормы проектирования зданий и сооружений. СНиП II-А. 5-70 Госстроя СССР. М., Издательство литературы по строительству, 1971, 15 с.

8-7. **Гогичайшвили П. В.** Подстанции без выключателей на высшем напряжении. М., «Высшая школа», 1965. 200 с.

8-8. **Анастасиев П. И.** и др. Электрические сети энергоемких предприятий. М., «Энергия», 1971. 342 с.

8-9. **Крайз А. Г.** Некоторые эксплуатационные характеристики силовых трансформаторов с расщепленными обмотками. — «Электрические станции», 1966, № 6, с. 48—52.

8-10. **Линдорф Л. С.** и др. Влияние синхронных двигателей на токи короткого замыкания. — «Электрические станции», 1967, № 7, с. 44—51.

9-1. **Указания** по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях. М., «Энергия», 1974. 72 с.

9-2. **Варшавский Д. С.** Электротехническая промышленность за рубежом. Промышленные комплектные конденсаторные установки за рубежом. М., ВНИИЭМ, 1966. 76 с.

9-3. **Энергетика** за рубежом. Включение и отключение батарей конденсаторов. Сборник переводных статей под ред. Ю. И. Лыскова. М., Госэнергоиздат, 1961. 89 с.

9-4. **Ильяшов В. П.** Конденсаторные установки промышленных предприятий. М., «Энергия», 1972. 248 с.

9-5. **Правила** применения шкалы скидок с тарифа на электрическую энергию и надбавок к тарифу на электрическую энергию за компенсацию реактивной мощности в электроустановках потребителей (временные). — «Инструктивные указания по проектированию электротехнических промышленных установок», 1975, № 4, с. 14—17.

10-1. **Ермилов А. А.** Основы электроснабжения промышленных предприятий, М., Госэнергоиздат, 1963, 344 с.

10-2. **Сыромятников Н. А.** Электроавтоматика как средство повышения надежности работы энергосистемы. — «Электричество», 1961, № 7, с. 18—24.

11-1. **Куинджи В. Б. и др.** Гибкие токопроводы в системах электроснабжения промпредприятий. М., «Энергия», 1974. 184 с.

11-2. **Семчинов А. М.** Токопроводы промышленных предприятий. М., «Энергия», 1972. 197 с.

11-3. **Инструкция** по прокладке кабелей напряжением до 110 кВ (СН 85-74).

11-4. **СНиП** III-33-75. Глава «Электротехнические устройства».

Сурхандарьинская
ОБЛБИБЛИОТЕКА
им. Алтоля

АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

А

Автоматическая частотная нагрузка (АЧР) 312
Автоматическое включение резерва (АВР) 308, 309
— повторное включение (АПВ) 309—312

В

Вентиляция подстанций 261—263
Выключатели, выбор по нагрузочной способности 174, 176, 177
— нагрузки и их приводы, характеристики, область применения 173, 174, 199—201
— силовые и их приводы 166—169

Г

Глубокие вводы 57—61

З

Заземляющие ножи 201, 202

К

Кабели 110—220 кВ, прокладка в блоках разных исполнений 347—350
— — — — каналах 343
— — — — траншеях 340—343
— — — — туннелях, коллекторах, подвалах, кабельных этажах 344—347
— — — на эстакадах, галереях, по стенам зданий 350
— — способы прокладки, марки кабелей 355—359
Кабельная канализация электроэнергии на напряжение 6—35 кВ, общие сведения, способы прокладки, выбор, перегрузочная способность, разности уровней прокладки, радиусы изгиба 327, 328, 338—340
Компенсация реактивной мощности в сетях до 1000 В 275—277, 279, 280
— — — — — 6—10 кВ 277—279
— — — выбор мощности компенсирующих устройств (КУ) 274—275
— — — основные принципы, способы и средства компенсации 268—274
— — — примеры конструкций и установки конденсаторных батарей 295—301
— — — способы и схемы регулирования реактивной мощности 288—294
— — — схемы соединений, защита 280—286
Комплектные устройства выкатные 6—35 кВ (КРУ и КРУН) 220, 221
— — и подстанции, общие сведения, преимущества, область применения 215—220
— — стационарные (КСО-272, КСО-366) 221—225
— — трансформаторные подстанции (КТП) 226—231
— — элегазовые (КРУЭ) 225

Н

Нагрузки электрические максимальные, пиковые токи 39, 40—43
— — машин контактной сварки 48—50
— — общие указания, классификация 32—36, 149
— — однофазных электроприемников 44, 45
— — прямой расчет реактивной мощности 47, 48
— — расчет на разных ступенях электроснабжения, коэффициенты спроса 46, 47
— — средние, расход электроэнергии 36—39
Надежность электроснабжения, категории, особые группы 27—30
— — основные требования 21—23
— — ущерб, допустимые перерывы 24—27
Напряжения 103
— колебания при резкопеременных ударных нагрузках 123—130
— мероприятия по ограничению колебаний 130—140
— несимметричные режимы 146
— несинусоидальность (высшие гармоники) 141—144
— ограничение высших гармоник 145—146
— регулирование 117—121
— рекомендации по выбору 104—112
— уровни и отклонения 114—117
— шкалы 103, 104, 109

О

Объем и содержание проектов электроснабжения, подстанций и линий электропередачи 360—366
Оперативный ток, индуктивные накопители энергии ИН1 322—326
— — схемы с применением шкафов ШУОТ, выпрямительных устройств БПРУ и КВУ и блоков питания БПН, БПТ 324
Определения основные 366—367
Отделители 169—171
Отключающий импульс 194, 195
Отопление подстанций 263

П

Параллельная работа 56, 156
Подстанции, выбор типа, размещение и установка 231—236
— классификация, выбор типа и мощности 149—152
Подстанции преобразовательные и электротечные 257—260
— примеры выполнения 237—256
— схемы бесшинных цеховых 6—10 кВ 198, 199
— — классификация, технические характеристики, указания по применению, установка аппаратов, примеры выполнения 147—188
— — упрощенные 35—220 кВ 188—198
— — электротечных и преобразовательных подстанций 202—206
Предохранители типа ПК и ПСН, основные характеристики, применение 172—173, 197, 199—201

Р

Разъединители 169—171
Релейная защита внутризаводских сетей и трансформаторов 314—316
— — основные требования 313
— — от однофазных замыканий на землю на стороне 0,38 кВ трансформаторов 316—317
— — при подпитке на вторичном напряжении упрощенных подстанций 110—220 кВ 318, 319
— — — применении выключателей нагрузки и предохранителей 317, 318
— — токопроводов 319, 320

С

Схемы питания, источники, приемные пункты, связи с энергосистемой 50—53
— распределения электроэнергии 61—63
— — для питания особых групп электроприемников 91
— — комплексные 75—91
— — магистральные 67—71
— — радиальные 64—66
— — с применением токопроводов 71—75

Т

Телемеханизация, диспетчерские щиты и пульты 305
— источники питания, каналы связи 306
— объем телеуправления (ТУ), телесигнализации (ТС) и телеизмерения (ТИ) 302
— пункты управления 305, 306
— телемеханические устройства и аппараты 304, 305
Технико-экономические расчеты (ТЭР) в электроснабжении, основные формулы, коэффициенты отчислений 11—13
— — — исходные данные 17—19
— — — при выполнении электроснабжения отдельными очередями 16
— — — — реконструкции 16, 17
— — — сравнительная оценка вариантов 19, 20
Токи короткого замыкания в сетях до 1000 В 214
— — — мероприятия по ограничению 210—212
— — — общие сведения 207
— — — оптимальные при «спокойных» и резкопеременных ударных нагрузках 128—130, 207—210
— — — подпитка от электродвигателей 212, 213
Токопроводы гибкие 6—35 кВ 335—337
— жесткие 6—10 кВ на опорных и подвесных изоляторах и в алюминиевых трубах 332—335
— область применения, преимущества, конструктивное выполнение, основные технические характеристики и параметры, предельная длина 327—332
Трансформаторы, автотрансформаторы 163—164
— выбор мощности, унификация 157
— — числа 154—156
— для сварочных нагрузок 163
— нагрузочная способность (перегрузки) при разных режимах работы 158, 161, 162
— примеры выбора 161
— резервирование 164—166
— типы и исполнения, область применения 152—154

У

Учет электроэнергии при применении автоматизированных централизованных систем ИИСЭ1-48 и др. 320, 321

Ч

Частота 147

Ш

Шинопроводы на напряжение до 1000 В магистральные, распределительные, осветительные 337, 338
Шкала скидок и надбавок к тарифу на электроэнергию в зависимости от степени компенсации реактивной мощности 269

Щ

Щиты распределительные до 1000 В 260, 261

Э

ЭВМ 10
Экономическая плотность тока 13—15
Электроснабжение в загрязненных зонах 96—102
— основные требования, уровни надежности, резервирование 7, 8, 9

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие к третьему изданию 3
Глава первая. ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ . . 5
Глава вторая. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ (ТЭР) В ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ . 10
2-1. Методика технико-экономических сравнений 10
2-2. Экономическая плотность тока 13
2-3. Технико-экономические расчеты при сооружении системы электроснабжения отдельными очередями 16
2-4. Технико-экономические расчеты при реконструкции электроустановок 16
2-5. Исходные данные для технико-экономических расчетов 17
2-6. Сравнительная технико-экономическая оценка вариантов 19
Глава третья. НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 20
3-1. Требования к надежности 20
3-2. Ущерб 24
3-3. Категории надежности и резервирование 27
3-4. Требования к проектированию и эксплуатации 31
Глава четвертая. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ 32
4-1. Общие указания 32
4-2. Средние нагрузки 36
4-3. Расход электроэнергии 36
4-4. Максимальные нагрузки (мощности), пиковые токи 39
4-5. Определение нагрузок однофазных электроприемников 44
4-6. Порядок расчета электрических нагрузок на разных ступенях системы электроснабжения 44
4-7. Определение реактивной мощности методом прямого расчета 46
4-8. Расчет электрических нагрузок машин контактной сварки 47
Глава пятая. СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 48
5-1. Схемы питания электроэнергией . . . 50
5-2. Глубокие вводы 50
5-3. Схемы распределения электроэнергии . . 57
5-4. Требования к схемам электроснабжения при наличии «особых» групп электроприемников 61
5-5. Электроснабжение промышленных предприятий с загрязненной и агрессивной средой 91
5-6. Электроснабжение промышленных предприятий в районах Крайнего Севера . . 96
Глава шестая. ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЙ
6-1. Рекомендации по выбору напряжения в сетях напряжением выше 1000 В . . 102
6-2. Рекомендации по выбору напряжения в сетях до 1000 В 103
Глава седьмая. КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ 109
7-1. Общие требования 112
7-2. Отклонения напряжения 112
7-3. Регулирование напряжения 114
7-4. Выбор ответвлений на обмотках трансформаторов 117
7-5. Количественный критерий качества напряжения 121
7-6. Колебания напряжения при работе электроприемников 122
7-7. Мероприятия по ограничению колебаний напряжения при проектировании электроснабжения 123
7-8. Мероприятия по снижению колебаний напряжения при проектировании электропривода 130
7-9. Мероприятия по ограничению колебаний напряжения при пуске электродвигателей 139
7-10. Мероприятия по ограничению уровней гармоник в системах электроснабжения . . 140
7-11. Несимметричные режимы 141
7-12. Основные требования к частоте . . . 146
Глава восьмая. ПОДСТАНЦИИ 147
8-1. Общие сведения 148
8-2. Выбор трансформаторов 148
8-3. Схемы подстанций 152
8-4. Оптимальные токи короткого замыкания, мероприятия по ограничению токов короткого замыкания 166
8-5. Комплектные устройства и подстанции 207
8-6. Основные указания по выбору и размещению подстанций и их элементов . . 215
8-7. Примеры выполнения подстанций 6—110 кВ и отдельных их элементов . . 231
8-8. Щиты распределительные на напряжение до 1000 В 237
8-9. Расположение и расцветка шин . . . 260
8-10. Вентиляция и отопление подстанции 260
8-11. Маслосборные и противопожарные устройства 261
8-12. Основные указания по выполнению масляного и ремонтного хозяйства 263
Глава девятая. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ 265
9-1. Общие сведения, исходные данные . . 268
9-2. Способы и средства компенсации реактивной мощности 268
9-3. Выбор мощности компенсирующих устройств 270
9-4. Распределение мощности конденсаторов в сетях 274
9-5. Схемы соединений, коммутация, защита 277
9-6. Регулирование реактивной мощности . . 280
9-7. Форсирование мощности конденсаторных установок 288
9-8. Конструкции и установка конденсаторных батарей 294
Глава десятая. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ УПРАВЛЕНИЯ И ЗАЩИТЫ 295
10-1. Общие сведения 301
10-2. Телемеханизация 301
10-3. Автоматизация 302
10-4. Релейная защита 307
10-5. Учет и измерения 313
10-6. Оперативный ток 320
Глава одиннадцатая. КАНАЛИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ 322
11-1. Способы канализации электрической энергии 327
11-2. Токопроводы на напряжение 6—35 кВ . . 327
11-3. Типы и конструкции шинопроводов на напряжение до 1000 В 328
11-4. Кабельная канализация 337
Приложение 1. Объем и содержание проектов 338
Приложение 2. Основные определения . . 360
Список литературы 364
365