
Глава 1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ, ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ И ПОДСТАНЦИЯХ

1.1. Общие понятия об электроустановках

Невозможно представить без электроэнергии жизнь современного общества, экономическое, техническое и культурное развитие которого во многом обусловлено ее широким применением.

Разнообразное использование электроэнергии во всех областях народного хозяйства и быта объясняется рядом весьма существенных преимуществ ее по сравнению с другими видами энергии:

- возможностью экономичной передачи ее на значительные расстояния;

- простотой преобразования в другие виды энергии (механическую — с помощью электродвигателей, тепловую — с помощью электронагревательных приборов, световую — с помощью электроламп и т.д.);

- простотой распределения между любым числом потребителей любой мощности;

- возможностью получения электроэнергии из других видов энергии (тепловой, гидравлической, атомной, энергии ветра и солнца и т.д.)

Комплекс взаимосвязанного оборудования и сооружений, предназначенный для производства или преобразования, передачи, распределения или потребления электрической энергии называется *электроустановкой*. В соответствии с Правилами электроустановок (ПУЭ) различают электроустановки напряжением до 1 кВ и выше 1 кВ.

Электроустановка, на которой вырабатывается электрическая, а нередко и тепловая энергия, называется *электростанцией*.

Электроэнергия, вырабатываемая на электростанции, поступает на *электрические подстанции*, на которых происходит преобразование электроэнергии по напряжению, частоте или роду тока. Электрическая подстанция, предназначенная для приема, преобразова-

ния электрической энергии одного напряжения в электроэнергию другого напряжения с помощью трансформаторов и распределения ее, называется **трансформаторной подстанцией**.

Электроустановка, предназначенная только для приема и распределения электроэнергии на одном напряжении, называется электрическим распределительным устройством (РУ). Распределительное устройство используется во всех звеньях системы электроснабжения:

- на электростанциях — для распределения электроэнергии, вырабатываемой генераторами;
- в электрических сетях — для приема электроэнергии по одним линиям и распределения ее для передачи по другим линиям;
- у потребителей — для распределения поступающей электроэнергии между приемниками.

Совокупность подстанций, распределительных устройств и соединяющих их линий электропередачи (ЛЭП), предназначенная для передачи и распределения электроэнергии на определенной территории, называется **электрической сетью**.

Совокупность генераторов, установленных на электростанциях, электрических сетей и питающихся от них приемников электрической энергии, объединенных общностью производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии, называется **электроэнергетической системой**.

Энергетической системой (энергосистемой) называется совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электрической и тепловой энергии при общем управлении этим режимом.

Приемник электроэнергии (электроприемник) — устройство, в котором происходит преобразование электрической энергии в другой вид энергии для ее использования. Приемники электроэнергии весьма разнообразны. К ним относятся:

- электрические двигатели, служащие приводом для различного станочного оборудования и электрического транспорта;
- осветительные приборы с лампами накаливания, люминесцентными, ртутными и другими газоразрядными лампами;
- электротехнологическое оборудование (сварочные машины и аппараты, электрические печи, станки для искровой обработки металлов и т.п.);

- электробытовые приборы (холодильники, пылесосы, электрические плиты и утюги, радио- и телеаппаратура);
- электромедицинские приборы и аппараты;
- приборы и установки научных учреждений, информационных и вычислительных центров и т.д.

Перечень приемников электроэнергии можно продолжать и дальше, но и то, что уже указано, дает представление об их разнообразии.

Потребителем электроэнергии называется электроприемник или группа электроприемников, объединенных технологическим процессом и размещенных на определенной территории.

Степень надежности электроснабжения потребителей определяется категорией его электроприемников. ПУЭ разделяет электроприемники на три категории.

К *I категории* относятся электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей; значительный ущерб народному хозяйству; повреждение дорогостоящего основного оборудования; массовый брак продукции; расстройство сложного технологического процесса; нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства.

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

К *II категории* относятся электроприемники, перерыв в электроснабжении которых приводит к массовому невыпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества людей.

К *III категории* относятся все остальные электроприемники, не подходящие под определение I и II категорий.

1.2. Производство электроэнергии

Электрическая энергия вырабатывается на электростанциях, которые можно классифицировать по ряду характерных признаков. Классификация электростанций приведена на рис. 1.1.

Районные электростанции служат для электроснабжения электроэнергией большого экономического района. Электрическую энергию районные электростанции, как правило, отдают в энер-

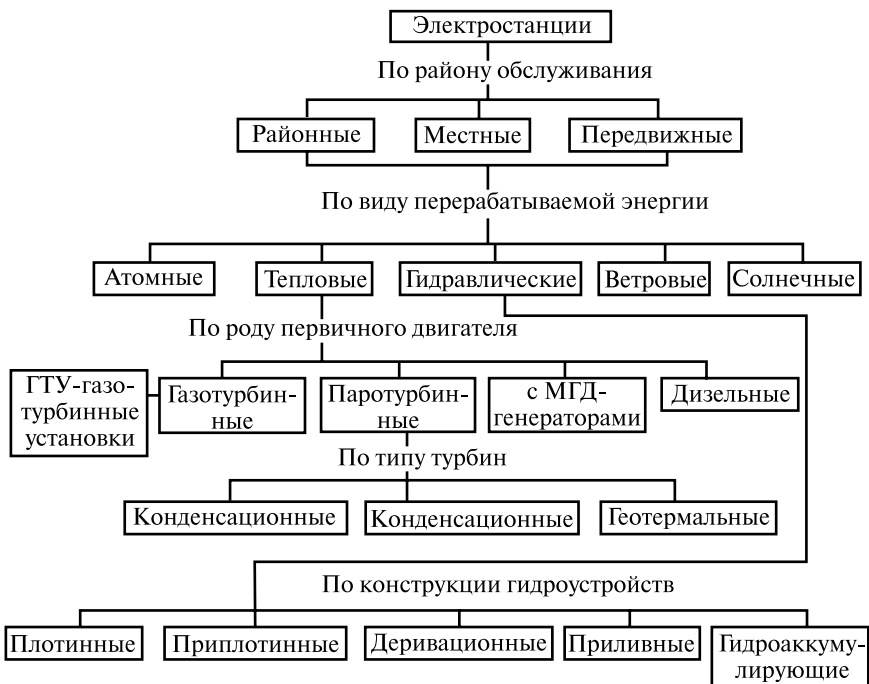


Рис. 1.1. Классификация электростанций

госистему, откуда ее получают потребители всего обслуживаемого района. Местные электростанции строятся в местах, удаленных на большие расстояния от энергосистемы, для обеспечения электроэнергией одного или нескольких потребителей. Передвижные электростанции используются чаще всего при ремонтно-восстановительных работах, новом строительстве или для временного электроснабжения потребителей до их подключения к постоянному источнику электроэнергии.

Для выработки электроэнергии в больших масштабах используются атомные (АЭС), тепловые (ТЭС) и гидравлические (ГЭС) электростанции. ТЭС вырабатывают около 72 % всей электроэнергии, производимой в России. Примерно 15 % электроэнергии дают ГЭС, остальные 13 % электроэнергии вырабатывается на АЭС. Солнечные (СЭС) и ветровые (ВЭС) электростанции в России пока находятся на стадии опытной разработки и большого промышленного значения не имеют.

Основу электроэнергетики нашей страны составляют **паротурбинные электростанции**, которые по типу турбин делятся на конденсационные (КЭС), теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) и геотермальные (ГЕОТЭС). Тепловые электростанции с газовыми турбинами и газотурбинные установки (ГТУ) требуют для своей работы специального очищенного газообразного и жидкого топлива. В стадии опытной промышленной разработки находятся электростанции с магнитогидродинамическими (МГД) генераторами, в которых тепловая энергия преобразуется непосредственно в электрическую, минуя промежуточную стадию преобразования тепловой энергии в механическую. Электроэнергия в МГД-генераторах вырабатывается в результате взаимодействия потока горячих электропроводящих газов с неподвижным магнитным полем. Дизельные электростанции (ДЭС) имеют небольшую единичную мощность и используются в качестве стационарных резервных источников электроэнергии и передвижных (на автомобильном или железнодорожном ходу) электростанций при строительстве и ремонтно-восстановительных работах.

Конденсационные электростанции сооружают обычно вблизи мест добычи топлива, транспортировка которого на значительные расстояния экономически невыгодна. Важнейшим условием, определяющим место строительства мощной КЭС, является наличие источника водоснабжения. Обычно таким источником является водохранилище, создаваемое вблизи КЭС, что требует при строительстве наличия значительной свободной территории. КЭС — это государственные районные электростанции (ГРЭС).

На рис. 1.2 приведена схема выработки электроэнергии на КЭС. Со склада топлива 1 уголь по транспортерам поступает в угледробильное 2 и пылеприготовительное 3 устройства. В последнем уголь размалывается до пылевидного состояния и через горелку вдувается в топку 4 котла 5 вентилятором 7. Воздух предварительно проходит воздухоподогреватель 6, где подогревается отходящими дымовыми газами, отсасываемыми дымососом 8 в атмосферу. Угольная пыль сгорает в топке котла во взвешенном состоянии, образуя факел, имеющий высокую температуру. Пар из котла под высоким давлением и с высокой температурой (на современных КЭС устанавливают агрегаты с параметрами пара до 24 МПа и 560 °С) поступает в турбину 9 и приводит во вращение ее вал, соединенный муфтой с

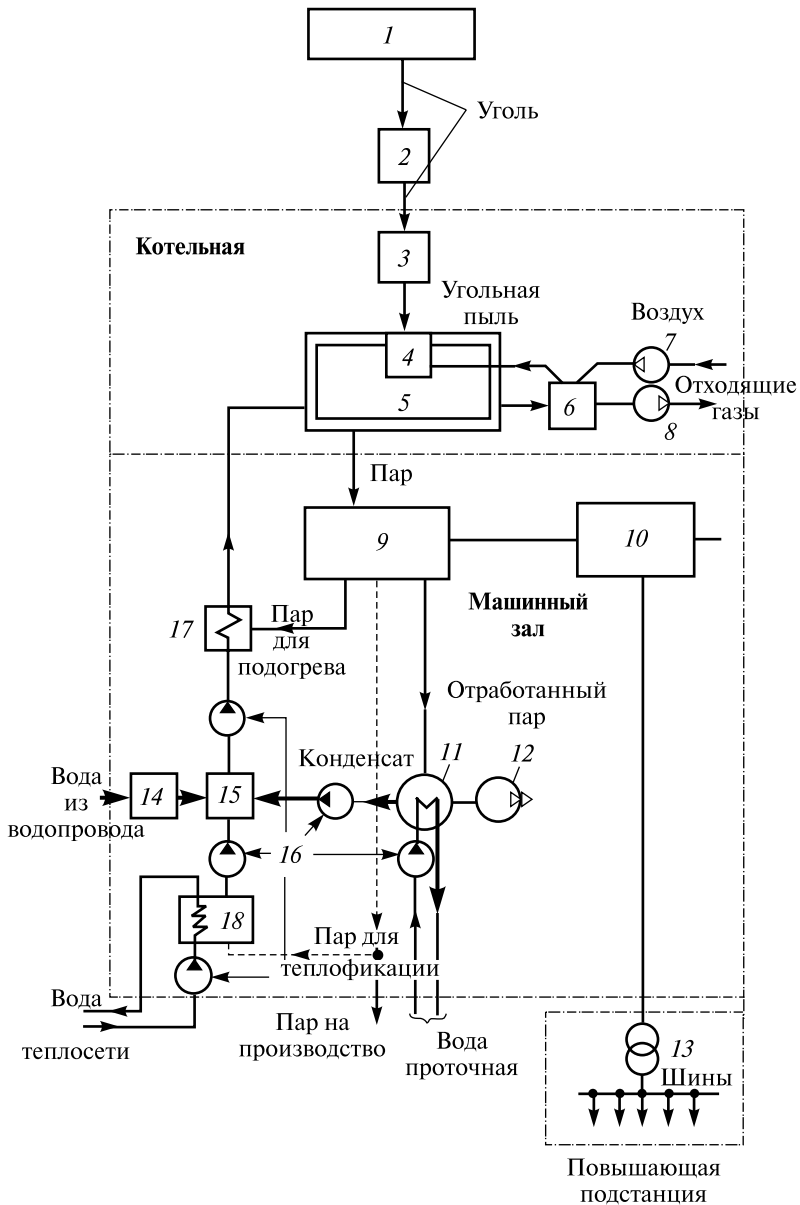


Рис. 1.2. Схема выработки электроэнергии на ГРЭС и ТЭЦ

валом ротора генератора 10. От генератора электроэнергия поступает на повышающую подстанцию 13, где напряжение повышается с помощью трансформатора, и по отходящим высоковольтным линиям передается потребителям и в энергосистему.

В турбине пар проходит ряд ступеней, совершая механическую работу, при этом давление и температура пара снижаются. Из последней ступени отработавший пар поступает в конденсатор 11, где он охлаждается проточной водой из водохранилища и конденсируется. При этом проточной воды требуется в 50—80 раз больше количества отработавшего пара. В конденсатор вода подается насосом 16, а из него по специальному каналу сливается в водохранилище на значительном расстоянии от электростанции. Вместе с проточной водой уносится более 50 % тепловой энергии, выделяющейся при сгорании топлива. Специальный пароструйный аппарат — эжектор 12 предназначен для удаления воздуха, проникающего в конденсатор вместе с отработавшим паром, и создания в конденсаторе разрежения (3—4 кПа), чтобы повысить коэффициент полезного действия (КПД) турбины. Работа, совершаемая паром, пропорциональна разности давлений на входе и выходе из турбины.

Образующийся в конденсаторе 11 конденсат представляет собой дистиллированную воду, насосом 16 он откачивается в питательный бак 15, откуда другим насосом через водоподогреватель 17 подается в котел 5. Подогрев воды, поступающей в котел, необходим для поддержания температуры в котле. Для подогрева берется пар из турбины, который прошел часть ее ступеней. Таким образом, в паротурбинной установке питательная вода, пар и конденсат циркулируют по замкнутому контуру, обеспечивая наименьшее его загрязнение. В целях компенсации потерь воды в этом контуре в питательный бак 15 добавляется сырая вода из водопровода, прошедшая установку химической очистки воды 14.

КПД КЭС составляет 35—40 %. С увеличением параметров пара и единичной мощности агрегатов станции КПД возрастает.

Теплоэлектроцентрали представляют собой паротурбинные теплофикационные электростанции, предназначенные для снабжения потребителей электрической и тепловой (в виде пара и горячей воды) энергией. Располагают ТЭЦ в местах потребления тепловой энергии и работают они на привозном высококалорийном топливе. Теплофикационные турбины имеют несколько ступеней отбора пара.

На рис. 1.2 пунктирной линией показан отбор пара для теплофикации. Часть пара поступает непосредственно на производство, другая часть — в водоподогреватель 18 (бойлер), через который вода тепловой сети насосом 16 подается в отопительные системы и для бытовых услуг. В бойлере пар, отдав тепло, конденсируется и конденсат насосом 16 подается в питательный бак 15.

КПД ТЭЦ достигает 60—70 %. Комбинированная выработка на ТЭЦ тепловой и электрической энергии позволяет экономить 15—20 % топлива по сравнению с отдельной выработкой электроэнергии на КЭС и тепловой энергии в котельных установках. Наиболее экономичным режимом работы ТЭЦ является такой, при котором по графику отдается наибольшее количество пара потребителям тепла при наименьшем пропуске его в конденсатор.

Геотермальные электростанции имеют хорошие технико-экономические характеристики. Это доказывает опыт работы первой в России Паужетской ГЕОТЭС, построенной на Южной Камчатке. Недалеко от первой ГЕОТЭС расположены подобные ей Паратунская и Мутновская электростанции. ГЕОТЭС работают на принципе использования подземных термальных вод, пригодных по своим параметрам для выработки электроэнергии. Термальные зоны — это естественные подземные котлы, которые могут выдавать пар без всяких затрат обычных видов топлива. Пароводяная смесь, выведенная из термальной зоны на поверхность земли с помощью скважин, направляется в сепарационное устройство, где происходит разделение пара и воды. Пар поступает в турбины, а горячая вода используется для теплоснабжения и производственного применения. Преимуществом ГЕОТЭС является простота их компоновки: станция состоит из машинного зала и помещения для приема и распределения электроэнергии. Практически все работающие ГЕОТЭС построены на месторождениях с температурой пара или воды порядка 170 °С, расположенных на глубинах 200—500 м, но таких термальных зон мало.

Атомные электростанции — это тепловые электростанции, использующие энергию ядерных реакций. В качестве ядерного топлива используют обычно изотопы урана U-233, U-235 и U-238 (на быстрых нейтронах), а также плутоний Pu-239. На рис. 1.3 представлена технологическая схема АЭС. Реакция деления ядерного топлива происходит в ядерном реакторе 1. Ядерное топливо используют обычно в твердом виде. Его заключают в предохрани-

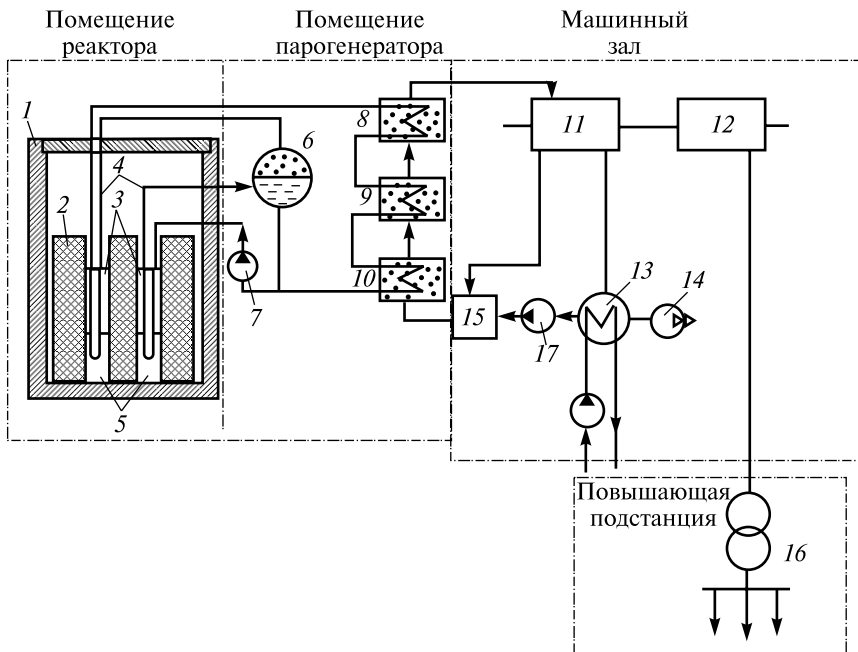


Рис. 1.3. Схема выработки электроэнергии на АЭС

тельную оболочку. Такого рода тепловыделяющие элементы называют твэлами 3. Их выполняют в виде втулок и устанавливают в рабочих каналах 5 графитовых блоков 2. Графит используется в качестве замедлителя быстрых нейтронов, образующихся при делении ядер урана или плутония. Тепловая энергия, выделяющаяся при ядерной реакции деления отводится из активной зоны реактора с помощью теплоносителя, который прокачивается под давлением насосом 7 по находящимся внутри каналов 5 U-образным стальным трубам 4. Нагретая до 320 °С вода с давлением 20 МПа поступает в сепаратор 6, в верхней части которого собирается насыщенный пар, а в нижней — вода.

Насыщенный пар подсушивается и перегревается, проходя по трубам 4 каналов 5 ядерного реактора, после чего поступает в парогенератор, состоящий из пароперегревателя 8, парогенератора насыщенного пара 9 и подогревателя конденсата 10. Пройдя подогреватель, пар конденсируется и конденсат вместе с водой из сепаратора 6 насосом 7 подается в реактор на следующий цикл. Второй

водяной контур нерадиоактивен. Перегретый пар из пароперегревателя 8 поступает в паровую турбину 11, которая приводит во вращение генератор 12. Отработавший в турбине пар идет в конденсатор 13, где с помощью эжектора 14 создается разрежение путем откачки воздуха. Конденсат с помощью насоса 17 подается в подогреватель 15, где паром из турбины подогревается и поступает в подогреватель 10 парогенератора. Пар второго контура перегревается до 500 °С и под давлением 13 МПа подается в турбину. Выработанная генератором 12 электроэнергия преобразуется на повышающей подстанции трансформатором 16 и распределяется между потребителями или поступает в энергосистему.

Реактор и охлаждающий его теплоноситель являются источниками опасных радиоактивных излучений. Поэтому помещения реактора и парогенератора ограждают защитными конструкциями, выполненными из толстых слоев бетона, свинца, воды и других защитных материалов.

При работе АЭС не расходуется органическое топливо (уголь, нефть, газ), не выбрасывается в атмосферу вредные окислы серы, азота, углекислый газ, что позволяет снизить «парниковый эффект», ведущий к глобальному изменению климата. Во многих странах АЭС вырабатывают значительную часть электроэнергии (во Франции — 75 %, в Бельгии — 65 %).

Уроки аварии на Чернобыльской АЭС (1986 г.) потребовали существенно повысить безопасность АЭС и заставили отказаться от их строительства в густонаселенных и сейсмоактивных районах. Тем не менее с учетом экологической ситуации атомную энергетику следует рассматривать как перспективную. Доля атомной энергии в объеме электроэнергетики России будет составлять от 25 до 30 % к 2020 г. К указанному периоду в РФ должны быть построены и введены в эксплуатацию 26 новых энергоблоков большой мощности (до 1150 МВт каждый).

Гидроэлектростанции используют для производства электроэнергии поток падающей воды, приводящий во вращение гидротурбины, которые в свою очередь вращают электрогенераторы. Наряду с производством электроэнергии решаются вопросы улучшения судоходства на реке и орошения сельскохозяйственных земель.

На полноводных реках равнин необходимый напор воды создается плотиной, перегораживающей русло реки. Такие ГЭС называ-

ются плотинными. При небольших напорах воды (до 30 м) здание электростанции размещают в теле плотины. Это сокращает затраты на строительство ГЭС.

При напорах более 30—40 м обычно сооружают ГЭС приплотинного типа, у которых здание располагается ниже плотины (рис. 1.4). Плотина 1 воспринимает напор воды, которая из верхнего бьефа 2 (водное пространство перед плотиной) по каналу 3 плотины поступает в спиральную камеру 6, а далее попадает на лопасти колеса турбины 5 и по каналу 4 — в нижний бьеф 7 (водное пространство ниже плотины). Разность уровней верхнего и нижнего бьефа является напором H , под действием которого вода отдает свою энергию турбине, вращающей генератор 9. Турбина и генератор располагаются обычно вертикально и связаны общим валом 8. Электроэнергия, выработанная генератором, поступает на повышающий трансформатор 10, с которого по воздушной линии электропередачи 11 передается в электросеть и потребителям.

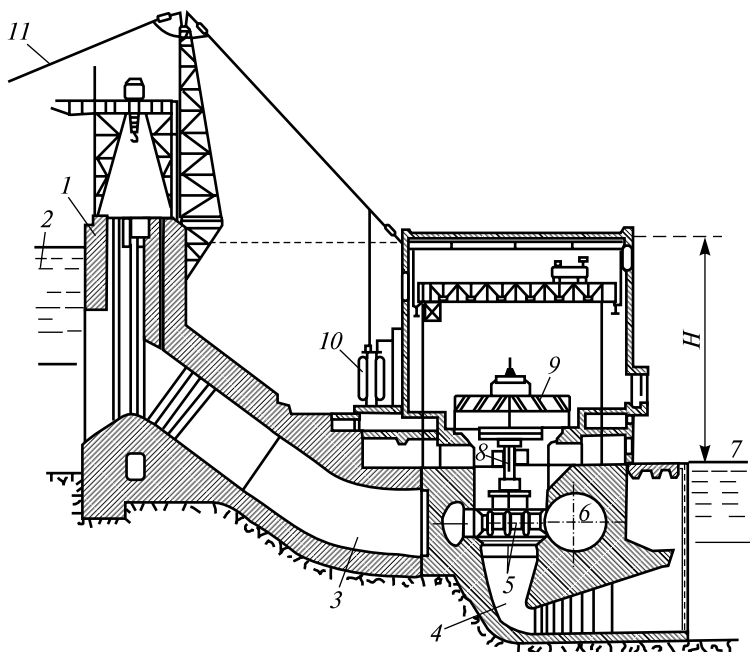


Рис. 1.4. Разрез гидроэлектростанции приплотинного типа

На горных реках строятся деривационные гидростанции (рис. 1.5), для работы которых необходимый напор воды H создается путем использования значительных естественных уклонов таких рек. Вода из створа А реки отводится через водоприемник 1 в деривационный канал 2 или туннель в обход основного русла реки и попадает в напорный бассейн 3. Из бассейна вода по напорным трубам 4

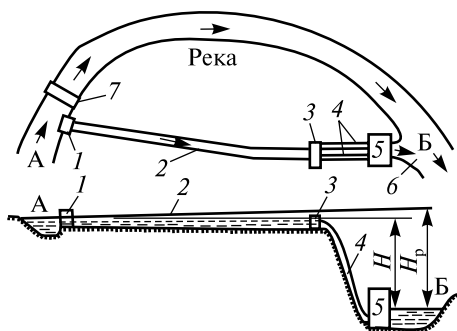


Рис. 1.5. Схема деривационной электростанции

течет в гидротурбины 5, приводя их во вращение. На одном валу с турбиной находится генератор, вырабатывающий электрическую энергию. Так как канал 2 проложен с небольшим уклоном, то напор воды H на турбинах ГЭС несколько меньше напора реки H_p на участке А—Б. Отработавшая вода из турбины по отводному каналу 6 возвращается в реку. При помощи плотины 7 можно создать искусственное водохранилище с определенным запасом воды и дополнительно поднять уровень воды, увеличив напор на турбинах гидростанции.

Гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) сооружаются в энергосистемах, где отсутствуют ГЭС или их мощность недостаточна для покрытия максимальной нагрузки в часы «пиковых» нагрузок, когда расход электроэнергии резко возрастает. В часы минимальной нагрузки системы агрегаты ГАЭС работают в насосном режиме, перекачивая воду по трубопроводам из нижнего водохранилища в верхнее, запасая воду. В нужное время суток ГАЭС способна за несколько минут развить необходимую мощность и отдать ее в энергосистему, в то время как турбинам КЭС и АЭС для этого необходимо несколько часов. Сооружение подобных станций свидетельствует о нерешенной пока проблеме экономичного аккумулирования электрической энергии в больших количествах. КПД ГАЭС составляет 70—75 %.

Приливные электростанции (ПЭС) используют морские приливы и отливы в качестве источника полезной энергии. С помощью

специальной плотины отгораживается часть моря, чтобы во время приливов вода поступала из моря в искусственный бассейн и при отливах возвращалась в море. В плотине ПЭС устанавливают обратимые горизонтальные гидрогенераторы в капсулах обтекаемой формы, которые позволяют независимо от направления потока воды подстраиваться к работе энергосистемы при приливах и отливах. В ночное время суток, когда имеется свободная мощность тепловых электростанций, производят подкачку воды в бассейн плотины. Гидрогенераторы работают при этом в насосном режиме, питаясь от энергосистемы. Такой режим работы ПЭС дает возможность использовать энергию запасенной в бассейне воды для выработки электроэнергии в дневные часы ее «пикового» потребления.

Удельная стоимость гидростанций С (руб./МВт) выше удельной стоимости тепловых станций той же мощности вследствие значительно большего объема строительных работ. Время строительства ГЭС также больше времени сооружения ТЭС. Однако себестоимость электроэнергии ГЭС значительно ниже себестоимости электроэнергии тепловых станций, так как отсутствуют затраты на топливо.

При совместной работе ГЭС с ТЭС и АЭС нагрузку энергосистемы распределяют так, чтобы при заданном расходе воды в течение определенного периода обеспечить спрос на электроэнергию с минимальным расходом топлива в системе. ГЭС в течение большей части года целесообразно использовать в «пиковом» режиме. Это означает, что в течение суток мощность ГЭС должна изменяться в широких пределах: от минимальной — в часы малой нагрузки энергосистемы, до максимальной — в часы наибольшей нагрузки. При таком использовании ГЭС нагрузка тепловых станций выравнивается и работа их становится более экономичной.

1.3. Системы тока и номинальные параметры электроустановок

На электростанциях вырабатывается *переменный трехфазный ток* частотой 50 Гц на генераторном напряжении 3,15; 6,3; 10,5; 15,75 или 21 кВ. Часть электроэнергии передается потребителям по ЛЭП на генераторном напряжении, другая часть поступает на расположенную рядом повышающую трансформаторную подстанцию (см. рис. 1.2; 1.3), где напряжение повышается до десятков или сотен киловольт.

Передача электроэнергии высоким напряжением на большие расстояния более экономична, так как снижаются ее потери в проводах ЛЭП. Изменение напряжения электросети влечет за собой изменение уровня изоляции линий электропередачи, сечения приводов, следовательно, затрат металла на ЛЭП и их стоимости. Экономически выгодное напряжение для передачи в каждом отдельном случае находят, выполняя соответствующие технико-экономические расчеты.

Трехфазные сети напряжением 380/220 В обычно используют для питания осветительных электроустановок и электродвигателей небольшой мощности. Эти сети выполняют четырехпроводными (три фазы и нулевой провод) с заземленной нейтралью, что обеспечивает автоматическое отключение поврежденной фазы при замыкании ее на землю и повышает безопасность обслуживания таких сетей. Для повышения безопасности обслуживания такие сети могут выполняться с дополнительным (пятым) защитным проводом.

В ряде отраслей народного хозяйства наряду с системой трехфазного тока применяют *систему постоянного тока*. Так, напряжение 600 В постоянного тока используют в тяговых сетях трамвая и троллейбуса; 825 В — в сетях метрополитена; 3000 В — на электрифицированных магистральных железных дорогах (перспективной является также система 6 кВ); 1500 В — на промышленном транспорте. Кроме того, постоянный ток используется в цветной металлургии и химической промышленности.

Система однофазного переменного тока напряжением 25 кВ нашла широкое применение в тяговых сетях электрифицированных железных дорог, в том числе современная система тягового электроснабжения 2×25 кВ.

Длительное или кратковременное состояние, возникающее в электрической установке и характеризующееся определенными параметрами (напряжение, ток, мощность и т.д.), называется *режимом работы*. Режим, для которого спроектированы и изготовлены машины и аппараты, называется *номинальным*. Он характеризуется номинальными параметрами.

Номинальным параметром называется указанное изготовителем электротехнического устройства значение параметра, являющееся исходным для отсчета отклонений от этого значения при эксплуатации и испытаниях устройства. Номинальные параметры указываются в каталогах, справочниках, на щитках оборудования, их вели-

чина задается заводами-изготовителями. К номинальным также можно отнести параметры, не указанные на заводском щитке электротехнического устройства, но относящиеся к номинальному режиму работы.

Одним из основных параметров, определяющим уровень изоляции оборудования электроустановки, является **номинальное напряжение**, при котором обеспечивается нормальная работа электроустановки в течение срока, гарантированного изготовителем.

Ниже приведена шкала действующих значений номинальных линейных напряжений переменного тока отечественных приемников электроэнергии и линий электропередачи: $U_{\text{НОМ}}$, кВ: 0,22; 0,38; 0,66; 3; 6; 10; 20; 35; 110; 220; 330; 500; 750; 1150.

Номинальным током электрических аппаратов и оборудования называется наибольший допустимый ток, при прохождении которого сколь угодно длительное время температура нагрева токоведущих частей и изоляции не превышает установленной нормами величины при определенной расчетной температуре окружающей среды. Для электрических машин и аппаратов температура окружающей среды в большинстве случаев принимается $+35^\circ\text{C}$. В целях унификации оборудования установлены следующие значения номинальных токов $I_{\text{НОМ}}$, А: 1,0; 1,6; 2,5; 4; 6,3, а также кратные и дольные значения этих значений (например, 6,3; 63; 630; 6300 А).

Номинальная мощность определяется номинальными напряжением и током, а также количеством фаз электрооборудования.

Номинальная мощность электрических машин и устройств:

– постоянного тока $P_{\text{НОМ}} = I_{\text{НОМ}} U_{\text{НОМ}}$, кВт;

– однофазного переменного тока $S_{\text{НОМ}} = I_{\text{НОМ}} U_{\text{НОМ}}$, кВ·А;

– трехфазного переменного тока $S_{\text{НОМ}} = \sqrt{3} I_{\text{НОМ}} U_{\text{НОМ}}$, кВ·А.

Номинальные мощности определяются при тех же условиях, что и номинальные токи, т.е. при расчетной температуре окружающей среды и длительно допустимой температуре нагрева токоведущих частей и изоляции.

1.4. Энергетические и электроэнергетические системы

Энергетическая система объединяет несколько электростанций, электрических и тепловых сетей с целью совместной непрерывной выработки и распределения между потребителями электрической и тепловой энергии.

Электрическая часть энергосистемы и питающиеся от нее приемники электрической энергии, объединенные общностью процесса производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии называется электроэнергетической системой. Входящая в нее электрическая часть энергосистемы представляет собой совокупность электроустановок электрических станций и электрических сетей энергосистемы.

На рис. 1.6 приведена в качестве примера *принципиальная схема электроэнергетической системы*. В системе объединены четыре различных электростанции: КЭС (ГРЭС), ТЭЦ, АЭС и ГЭС. На каждой из них условно по два генератора G и два повышающих трансформатора. Электростанции связаны между собой и с трансформаторными подстанциями линиями электропередачи напряжением 110 и 220 кВ. При больших расстояниях между электростанциями применяются напряжения 330, 500 и 750 кВ. Нагрузка системы должна быть распределена между всеми электростанциями, входящими в нее. КЭС и АЭС, регулирование мощности которых затруднено, покрывают основную часть суточной нагрузки; ТЭЦ в первую очередь обеспечивают потребителей тепловой энергией; ГЭС, агрегаты которых допускают частые включения и отключения, используются для покрытия «пиковых» нагрузок системы. В остальное время суток они работают в режиме, соответствующем минимальному пропуску воды, необходимому по санитарным требованиям и условиям судоходства.

При совместной работе электростанций на общую электросеть необходимо централизованное руководство их работой. Такое руководство осуществляется центральной диспетчерской службой энергосистемы, в функции которой входит выполнение плана выработки электроэнергии, поддержание безаварийной и экономичной работы энергосистемы, обеспечение качества энергии. Для достижения этого центральная диспетчерская служба осуществляет оперативное руководство и текущее планирование, устанавливает наивыгоднейшие и наиболее надежные режимы работы отдельных электростанций и энергосистемы в целом.

Объединение электростанций на параллельную работу в системе значительно увеличивает общую *надежность электроснабжения* потребителей. При аварии и отключении одной из станций системы ее нагрузка перераспределяется между другими электростанциями;

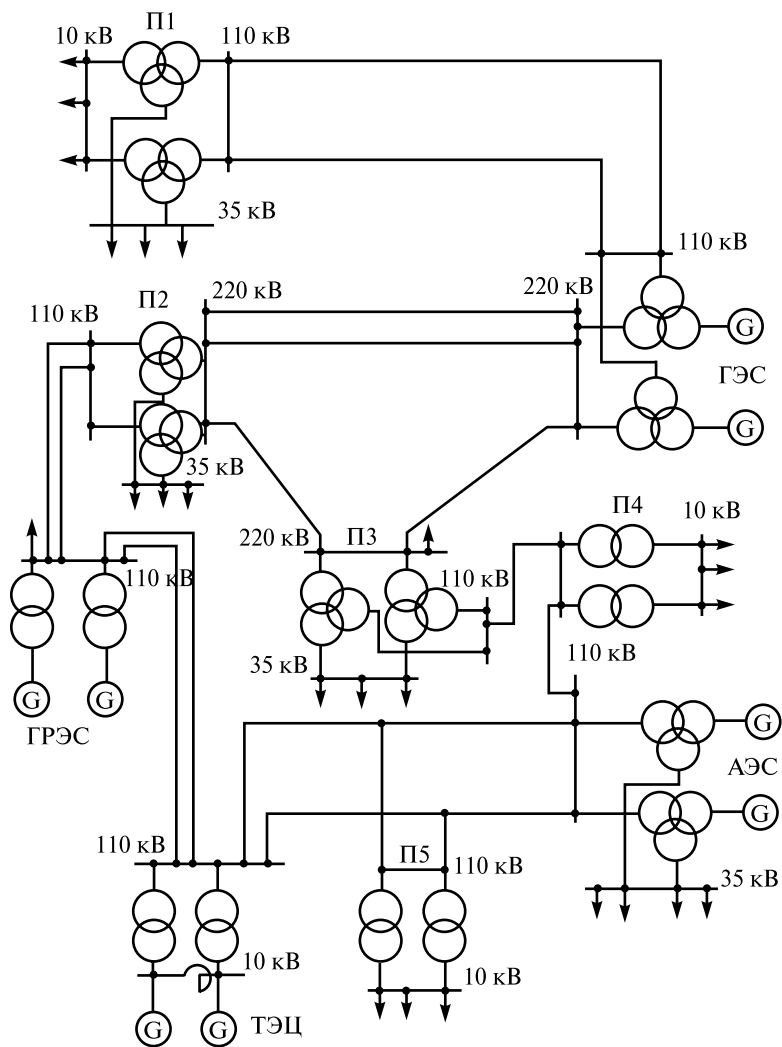


Рис. 1.6. Принципиальная схема электроэнергетической системы

этим обеспечивается бесперебойное питание всех или наиболее ответственных потребителей.

При параллельной работе станций нет необходимости устанавливать резервные агрегаты на каждой станции, достаточно иметь *общий резерв* системы, равный примерно 10 % мощности агрегатов

системы. Эта резервная мощность должна быть не меньше мощности самого крупного агрегата, установленного на станциях системы.

При совместной работе на общую сеть ряда электростанций при правильном распределении между ними общей нагрузки системы достигается более экономичное использование оборудования отдельных электростанций и энергетических ресурсов (топлива, водной энергии), а также уменьшаются потери электроэнергии в сетях, что обеспечивает снижение расхода топлива и значительное удешевление электроэнергии. В первую очередь используются те электростанции, которые оборудованы наиболее совершенными агрегатами, работающие на дешевом топливе с наибольшим КПД, а также гидростанции, вырабатывающие наиболее дешевую электроэнергию.

Подстанции являются одним из важнейших элементов энергосистемы. *Повышающие подстанции* сооружаются рядом с электростанциями и служат для связи электростанций с электроэнергетической системой и передачи электроэнергии потребителям высоким напряжением. *Понижающие подстанции* П1, П2, П3, П4, П5 (см. рис. 1.6) сооружаются в районах потребления электроэнергии (районные) или непосредственно у потребителей (местные). Они предназначены для понижения высокого первичного напряжения питающей сети в более низкое вторичное напряжение, которое служит для питания потребителей и электроприемников. Понижающие подстанции бывают с одним и двумя вторичными напряжениями. На первых (П4, П5) установлены двухобмоточные трансформаторы, на вторых — трехобмоточные (П1, П2, П3).

На рис. 1.7 приведена классификация трансформаторных подстанций. Несмотря на то что она весьма условна и не затрагивает ряд признаков, тем не менее дает представление о разнообразии подстанций. Например, по способу присоединения к питающей сети подстанции П2 и П3 на рис. 1.6 можно отнести к узловым (опорным), П4 — к проходным (транзитным), П5 — к ответвительным, П1 — к конечным.

Узловыми являются подстанции, имеющие три и более ввода высшего напряжения (на рис. 1.6 — 220 кВ). Как правило, число узловых подстанций в системе относительно невелико. Узловые и проходные подстанции являются транзитными, поскольку мощность, передаваемая по линиям, проходит через сборные шины этих подстанций. Число отпаечных подстанций, присоединяемых к ЛЭП110

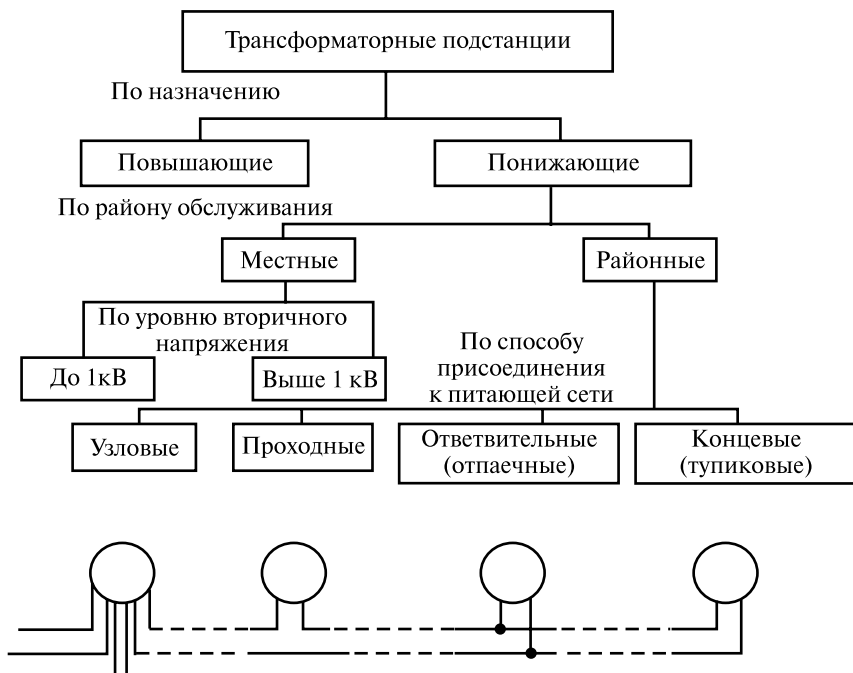


Рис. 1.7. Классификация трансформаторных подстанций

(220) кВ на ответвлениях (П5) или находящихся в конце линий (П1), очень велико, хотя область их применения сокращается ввиду недостаточной надежности из-за упрощенной схемы подключения к ЛЭП.

Глава 2. КОРОТКИЕ ЗАМЫКАНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

2.1. Виды замыкания в электрических сетях

Режимы работы электрических сетей классифицируются на нормальные, ненормальные и аварийные. При *нормальном режиме* по всем элементам сети протекают рабочие токи, не превышающие допустимых, электроэнергия передается от источников питания к потребителям с нормальными расчетными потерями напряжения и электроэнергии на всех элементах сети. При *ненормальном режиме* (например, перегрузке) допускается работа электроустановки в течение определенного времени, после чего должно следовать отключение. *Аварийный режим* работы характеризуется резким изменением ряда параметров (повышение тока, снижение напряжения) и требует немедленного отключения электроустановки.

Большая часть аварий в электрических сетях вызывается **короткими замыканиями** (к.з.), основной причиной которых является нарушение изоляции токоведущих частей. Механические повреждения изоляции возникают, например, при повреждении изоляции силовых кабелей во время земляных работ, при падении опор воздушных линий или обрыве проводов. Повреждения изоляции могут иметь место при перенапряжениях, например, от прямых ударов молнии в провода воздушных линий или открытых электроустановок. Короткие замыкания возможны также вследствие перекрытия токоведущих частей птицами и животными или ошибочных действий персонала.

При возникновении к.з. общее электрическое сопротивление электрической системы уменьшается, токи увеличиваются, напряжения в отдельных частях системы снижаются. Токи к.з. могут в десятки, сотни раз превышать рабочие токи элементов электроуста-

новок и достигать десятков тысяч ампер. Наступление аварийного режима к.з. приводит к значительным электродинамическим (механическим) и термическим (тепловым) воздействиям на токоведущие части и электрооборудование.

В трехфазных сетях переменного тока различают пять основных видов замыканий (рис. 2.1): однофазное $K^{(1)}$, двухфазное $K^{(2)}$, двухфазное на землю $K^{(2,1)}$, трехфазное $K^{(3)}$ и трехфазное на землю $K^{(3,1)}$. Если все виды к.з. принять за 100 %, то относительная частота появления замыканий в сети составляет: однофазных — 65 %; двухфазных — 10 %; двухфазных на землю — 20 %; трехфазных и трехфазных на землю — 5 %.

Однофазные замыкания в системе с заземленной нейтралью возникают при пробое изоляции фазы системы на землю и являются короткими. Под действием напряжения поврежденной фазы (на рис. 2.1. — U_C) протекает ток, который достигает большого значения, так как сопротивление цепи невелико:

$$I_K^{(1)} = U_C / Z_K^{(1)}, \quad (2.1)$$

где U_C — напряжение фазы C источника питания, В;

$Z_K^{(1)}$ — сопротивление цепи однофазного к.з., Ом.

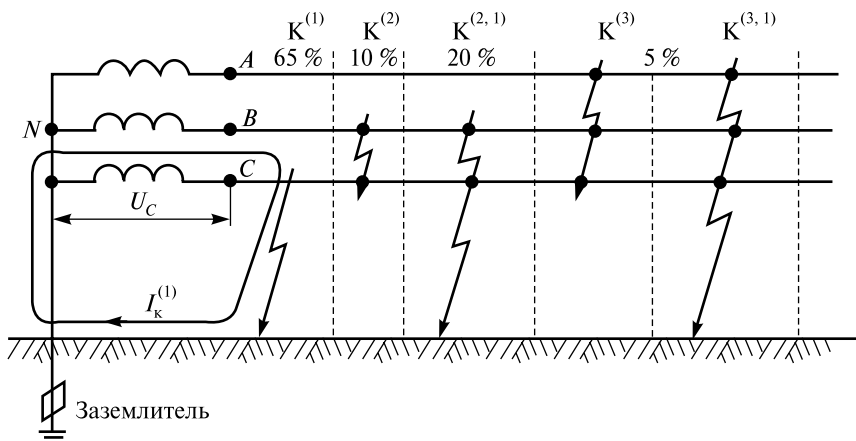


Рис. 2.1. Виды коротких замыканий в трехфазной системе с заземленной нейтралью

Величина однофазного тока при к.з. на шинах генератора в 1,5 раза превышает ток двухфазного к.з. и в 2,5 раза — трехфазного к.з. Однако его можно существенно снизить за счет включения в заземление нейтрали N большого активного или индуктивного сопротивления. В результате этого наибольший возможный ток однофазного к.з. не будет превышать ток трехфазного к.з.

Однофазные замыкания в системе с изолированной нейтралью не являются короткими, а значит и аварийными. На рис. 2.2, *а* показана схема системы с изолированной нейтралью. Каждая фаза системы обладает относительно земли некоторой емкостью, равномерно распределенной по длине линии. Для упрощения на схеме распределенная емкость фазы заменяется на сосредоточенную емкость по середине линии. При повреждении изоляции одной из фаз, например, C , и замыкании ее на землю, через место соединения с землей будет проходить ток I_3 , который вернется в сеть через емкости C_B и C_A . Емкостные сопротивления между фазами и землей достаточно велики, поэтому ток I_3 , как правило, не превышает нескольких десятков ампер и носит емкостный характер ($I_3 = I_C$). Величина I_C зависит от напряжения и протяженности сети, а также от конструктивного выполнения линий (кабельное или воздушное).

Приближенно ток I_C можно определить по формулам:

— для сетей с воздушными линиями

$$I_C = \frac{UI}{350}, \text{ А}; \quad (2.2)$$

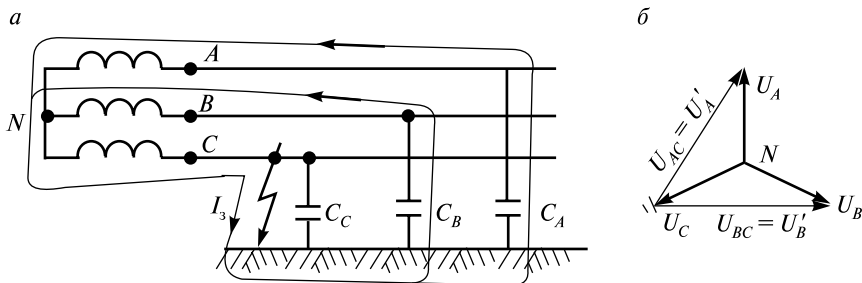


Рис. 2.2. Система с изолированной нейтралью:

а — схема системы; *б* — векторная диаграмма напряжений при однофазном замыкании на землю

— для сетей с кабельными линиями

$$I_C = \frac{Ul}{10}, \text{ А}, \quad (2.3)$$

где U — линейное напряжение сети, кВ;

l — длина электрически связанных линий сети данного напряжения, км.

Из векторной диаграммы (рис. 2.2, б) видно, что при замыкании на землю одной фазы напряжение нейтрали повышается относительно земли на величину фазного напряжения, а напряжения двух других фаз относительно земли становятся равными линейным $U'_A = U_{AC}$, $U'_B = U_{BC}$, т.е. возрастают в $\sqrt{3}$ раз ($U'_A = \sqrt{3} U_A$; $U'_B = \sqrt{3} U_B$). Поэтому изоляция фаз сети относительно земли должна быть выполнена на линейное напряжение.

Длительная работа сети с замкнутой на землю фазой недопустима, так как в случае повреждения изоляции какой-либо другой фазы относительно земли возникает двухфазное к.з. через землю, сопровождающееся протеканием большого тока, который может вызвать значительное разрушение электрооборудования. Поэтому в сетях с изолированной нейтралью обязательно предусматривают защиту, извещающую персонал о возникновении такого ненормального режима работы. В сетях генераторного напряжения, а также в сетях, к которым подключены электродвигатели напряжением выше 1 кВ, при появлении однофазного замыкания в обмотке статора машина должна автоматически отключаться от сети, если ток замыкания на землю превышает 5 А. При токе замыкания, не превышающем 5 А, допускается работа не более 2 ч, по истечении которых машина должна быть отключена. Если установлено, что место замыкания на землю находится не в обмотке статора, по усмотрению ответственного за электрохозяйство, допускается работа вращающейся машины с замыканием в сети на землю продолжительностью 6 ч. В электрических сетях 6—35 кВ с изолированной нейтралью работа воздушных и кабельных линий электропередачи с замкнутой на землю фазой допускается, но персонал должен приступить к отысканию места повреждения немедленно и устранить повреждение в кратчайший срок.

Более опасно однофазное замыкание на землю через электрическую дугу, так как последняя может повредить электрооборудование. При определенных условиях в месте замыкания на землю мо-

жет возникнуть так называемая *перемежающаяся электрическая дуга*, которая периодически гаснет и зажигается вновь. Так как сеть обладает индуктивностью, то в моменты гашения и зажигания дуги в индуктивных элементах наводится ЭДС, величина которой пропорциональна скорости изменения тока $\left(e_L = L \frac{di}{dt} \right)$. Скорость измене-

ния тока $\frac{di}{dt}$ в момент возникновения и гашения перемежающейся дуги велика, поэтому возникающая ЭДС может превышать напряжение сети в несколько раз $e_L = (2,5-3) U_{\phi}$. Эти перенапряжения распространяются на всю электрически связанную сеть, в результате чего возможны пробой изоляции и образование коротких замыканий в частях электроустановки с ослабленной изоляцией.

В электросетях напряжением 6—10 кВ, где применяется незаземленная нейтраль, перенапряжения, вызванные перемежающейся электрической дугой, неопасны для изоляции электрооборудования. В противоположность этому в электросетях напряжением 35 кВ и выше, где, как правило, нейтраль заземлена, перенапряжения, возникающие при образовании перемежающейся дуги, опасны для изоляции. В таких сетях ток замыкания на землю не должен превышать 10 А ($I_3 \leq 10$ А), так как при большем токе в месте замыкания на землю, как правило, возникает перемежающаяся электрическая дуга. Сети напряжением 110 кВ, как правило, не работают с незаземленными нейтралями, так как при их значительной протяженности и высоком напряжении ток I_3 в этих сетях всегда превышает 10 А.

Заземление нейтрали приводит к увеличению числа аварийных ситуаций, так как замыкания на землю, составляющие 65 % от всех видов замыканий, становятся короткими и требуют немедленного отключения поврежденного элемента сети, что является существенным недостатком такой сети. Практика эксплуатации электроустановок напряжением выше 1 кВ показывает, что большая часть однофазных замыканий в воздушных электросетях носит кратковременный характер, изоляция в месте замыкания на землю быстро восстанавливается после отключения поврежденного участка и линия электропередачи может быть немедленно включена в работу с помощью устройств автоматического повторного включения (АПВ). Если замыкание на землю носило временный характер (схлестыва-

ние проводов ЛЭП при сильном ветре, перекрытие изоляции птицами и т.д.), то с помощью АПВ линия сразу же включается и питание потребителей восстанавливается в течение нескольких секунд. В противном случае линия отключается вторично.

Достоинством сетей с заземленными нейтралью является то, что при однофазных замыканиях на землю напряжение неповрежденных фаз по отношению к земле не повышается. Благодаря этому, за счет облегчения изоляции фаз по отношению к земле существенно уменьшаются расходы на сооружение таких сетей. Достижимая экономия тем больше, чем выше напряжение сети.

Сети напряжением выше 1 кВ с заземленными нейтралью и токами замыкания на землю более 500 А относят к сетям с большими токами замыкания на землю. Сети с незаземленными нейтралью или с нейтралью, заземленными через токоограничивающие устройства с большими сопротивлениями, напряжением до 35 кВ и токами замыкания на землю до 500 А относят к сетям с малыми токами замыкания на землю.

2.2. Переходные процессы при коротких замыканиях

Величина и характер изменения тока к.з. в электрической сети зависит от целого ряда факторов: параметров сети (мощности, активного и реактивного сопротивлений до точки к.з., напряжения в точке к.з.); вида к.з. (одно-, двух- или трехфазное); фазы напряжения; времени с момента возникновения к.з.; режима работы сети до к.з. (холостой ход, нагрузка).

Рассмотрим наиболее простой и часто встречающийся случай к.з. в системе неограниченной мощности, за которую условно принимают очень мощную систему, среднее напряжение на шинах которой ($U_{\text{ср}}$) можно считать неизменным при любых изменениях тока (даже при к.з.) в присоединенной к ней маломощной цепи. Мощность такой системы считается бесконечно большой ($S_{\text{с}} = \infty$), а сопротивления равны нулю ($X_{\text{с}} = 0$, $R_{\text{с}} = 0$), при этом падение напряжения в системе также равно нулю.

На рис. 2.3 представлена расчетная схема для определения тока трехфазного к.з. на линии. Действующее значение трехфазного тока к.з. можно определить по формуле

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3}\sqrt{R_\Sigma^2 + X_\Sigma^2}}, \quad (2.4)$$

где I_K — действующее значение тока трехфазного к.з., кА;

$U_{cp} / \sqrt{3}$ — среднее напряжение фазы на шинах питающей системы, кВ;

R_Σ и X_Σ — суммарное активное и индуктивное сопротивление цепи к.з., Ом.

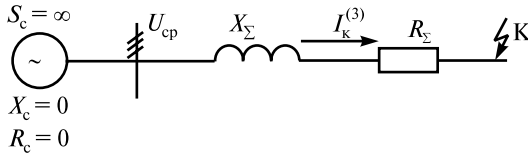


Рис. 2.3. Расчетная схема для определения тока трехфазного к.з.

Учитывая, что в электросетях напряжением выше 1 кВ обычно $R_\Sigma \ll X_\Sigma$, и, упростив обозначение тока трехфазного к.з. ($I_K^{(3)} = I_K$), действующее значение трехфазного тока к.з. можно определить по формуле

$$I_K = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3}X_\Sigma}. \quad (2.5)$$

Рассмотрим процесс перехода от нормального режима работы сети к установившемуся режиму к.з. На рис. 2.4 изображена векторная диаграмма напряжений и тока фазы B в момент возникновения к.з. ($t = 0$). Напряжение фазы B этот момент равно 0, а ток I_B отстает от напряжения на угол φ . При к.з. ток должен резко возрасти до I_{KB} и отстать от напряжения U_B на угол $\varphi_K = 90^\circ$, так как цепь к.з. практически чисто индуктивная. Во всех индуктивных элементах цепи к.з. наводится ЭДС, которая создает в цепи ток

$$i_{a0} = i_{\Pi \max} - i_{H0}, \quad (2.6)$$

где i_{a0} — апериодический ток в момент времени $t = 0$;

$i_{\Pi \max} = I_{KB}$ — амплитудное значение периодической составляющей тока к.з.;

i_{H0} — ток нормального режима работы в момент времени $t = 0$.

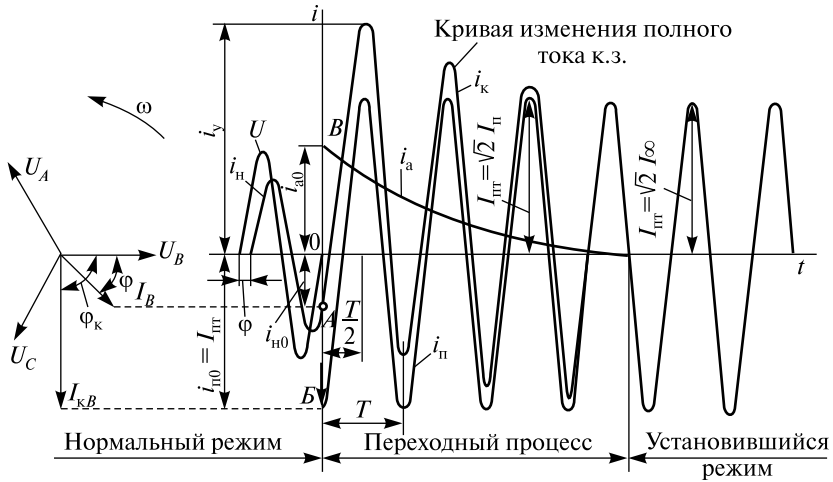


Рис. 2.4. Векторная и временная диаграммы изменения токов трехфазного к.з.

Апериодическая составляющая тока к.з. препятствует броску тока в цепи в начальный момент, и он остается равным i_{H0} . Переход от I_B к I_{KB} продолжается в течение 10—12 периодов вращения векторной диаграммы с угловой скоростью ω .

Ток i_{a0} , возникший в результате перехода части энергии магнитного поля в электрическую, с течением времени уменьшается, так как электрическая энергия переходит в тепловую на активных сопротивлениях цепи R_{Σ} .

Затухание тока происходит по экспоненциальному закону:

$$i_{at} = i_{a0} e^{-\frac{t}{T_a}}, \quad (2.7)$$

где i_{at} — аperiодический ток в момент времени t ;
 i_{a0} — аperiодический ток в момент времени 0;
 $e = 2,72$ — основание натурального логарифма;
 t — время, прошедшее с момента возникновения к.з.;
 T_a — постоянная времени затухания аperiодического тока.

Постоянная времени T_a определяется по формуле

$$T_a = \frac{L_{\Sigma}}{R_{\Sigma}} = \frac{\omega L_{\Sigma}}{\omega R_{\Sigma}} = \frac{X_{\Sigma}}{\omega R_{\Sigma}}, \quad (2.8)$$

где L_{Σ} — суммарная индуктивность короткозамкнутой цепи;
 $\omega = 2\pi f$ — угловая частота.

Таким образом, в цепи к.з. действуют две составляющие тока: периодический, протекающий под действием синусоидального напряжения сети, и аperiodический (непериодический), затухающий по экспоненте. На самом деле в цепи протекает один ток $i_{кт}$, равный сумме двух его составляющих токов в момент времени t :

$$i_{кт} = i_{пт} + i_{ат}. \quad (2.9)$$

Рассматривая кривую тока $i_{кт}$, видим, что через полпериода (0,01 с) ток достигает максимального значения, которое называется ударным током короткого замыкания:

$$i_y = I_{п \max} + i_{а0,01}. \quad (2.10)$$

Согласно выражению (2.7) ток $i_{ат}$ имеет наибольшее значение при максимально возможном токе $i_{а0}$. По выражению (2.6) это будет иметь место при $i_{н0} = 0$, т.е. до короткого замыкания ток в цепи отсутствовал. Таким образом, расчетными являются условия, при которых напряжение и ток рассматриваемой фазы равнялись нулю непосредственно перед возникновением к.з. При этих условиях можно записать

$$i_y = I_{п \max} + I_{п \max} e^{-\frac{0,01}{T_a}}. \quad (2.11)$$

В цепях напряжения выше 1 кВ с относительно малым активным сопротивлением $T_a = 0,05$ с. Подставив значение T_a в выражение (2.11) и произведя ряд алгебраических действий, получим формулу

$$i_y = \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}\right) \sqrt{2} I_{п}. \quad (2.12)$$

Введем понятие ударного коэффициента тока короткого замыкания:

$$K_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1 + 1/e^{-\frac{0,01}{T_a}}. \quad (2.13)$$

Учитывая, что в установившемся режиме к.з. действует только периодическая составляющая тока к.з., то можно обозначить $I_{п} = I_{к}$. $I_{к}$ определяется по формуле (2.5).

Окончательно получаем

$$i_y = K_y \sqrt{2} I_K. \quad (2.14)$$

Определим возможные пределы изменения ударного коэффициента. В цепях, обладающих только индуктивным сопротивлением ($R_\Sigma = 0$),

$$T_a = \frac{X_\Sigma}{\omega R_\Sigma} = \infty; \quad K_y = 1 + 1 / \frac{0,01}{e^\infty} = 1 + 1 = 2.$$

В цепях, обладающих только активным сопротивлением ($X_\Sigma = 0$),

$$T_a = \frac{X_\Sigma}{\omega R_\Sigma} = 0; \quad K_y = 1 + 1 / e^{\frac{0,01}{0}} = 1.$$

Таким образом, $2 > K_y > 1$.

При $T_a = 0,05$ с $K_y = 1,8$, при этом получим

$$i_y = 1,8 \sqrt{2} I_K = 2,55 I_K. \quad (2.15)$$

При расчете ударного тока к.з. с учетом активного сопротивления цепи следует вычислить T_a по формуле (2.8) и затем ударный коэффициент по выражению (2.13).

Наибольшее действующее значение ударного тока в течение первого периода к.з. определяется уравнением

$$I_y = \sqrt{I_{\Pi}^2 + I_{a0,01}^2}, \quad (2.16)$$

где $I_{a0,01}$ — действующее значение аperiodической составляющей тока к.з., которое можно принять равным $i_{at} = 0,01$.

Из выражения (2.10) можно определить мгновенное значение аperiodического тока:

$$I_{a0,01} = i_y - I_{\Pi \max}. \quad (2.17)$$

Заменив в (2.17) i_y через его значение (2.14), а $I_{\Pi \max}$ через действующее значение тока к.з., получим

$$i_{a0,01} = K_y \sqrt{2} I_K = 2 I_K = \sqrt{2} I_K (K_y - 1).$$

Уравнение (2.16) можно записать:

$$I_y = \sqrt{I_K^2 + 2I_K^2(K_y - 1)^2} = I_K \sqrt{1 + 2(K_y - 1)^2}. \quad (2.18)$$

Подставив в выражение (2.18) $K_y = 1,8$, получим

$$I_y = 1,52 I_K. \quad (2.19)$$

После затухания апериодической составляющей тока к.з. заканчивается переходный процесс и наступает установившийся режим к.з., в котором ток изменяется синусоидально и его действующее значение до отключения не меняется.

2.3. Расчет токов короткого замыкания методом относительных единиц

Вычисление параметров в относительных единицах, т.е. в долях или процентах от некоторого наперед заданного параметра, называемого *базисным параметром*, широко используется в практических расчетах.

За основу (базу) расчета может быть принят любой режим, например, номинальный, тогда параметры любого другого режима можно выразить в долях соответствующих номинальных величин:

$$U_{\text{НОМ}}^* = \frac{U}{U_{\text{НОМ}}}; \quad I_{\text{НОМ}}^* = \frac{I}{I_{\text{НОМ}}};$$

$$S_{\text{НОМ}}^* = \frac{S}{S_{\text{НОМ}}}; \quad X_{\text{НОМ}}^* = \frac{X}{X_{\text{НОМ}}}. \quad (2.20)$$

Полученные таким образом параметры являются относительными номинальными (индекс * указывает, что параметр выражен в относительных единицах, а индекс ном — что он отнесен к номинальному параметру данного элемента).

При расчете токов к.з. в относительных единицах выражают сопротивления элементов цепи короткого замыкания. Приведенное

выше выражение $X_{\text{НОМ}}^* = \frac{X}{X_{\text{НОМ}}}$ можно преобразовать, заменив в нем

$X_{\text{НОМ}}^* = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}I_{\text{НОМ}}}$, тогда получим

$$X_{\text{НОМ}}^* = \frac{\sqrt{3}I_{\text{НОМ}}X}{U_{\text{НОМ}}}, \quad (2.21)$$

где $I_{\text{НОМ}}X$ — падение напряжения в сопротивлении X ;

$\frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}}$ — номинальное напряжение фазы электрической цепи.

Отсюда следует, что *относительное номинальное сопротивление* равно отношению падения напряжения в сопротивлении данного элемента цепи при протекании через него номинального тока к номинальному напряжению фазы.

Домножив в выражении (2.21) на $U_{\text{НОМ}}$ числитель и знаменатель, получим

$$X_{\text{НОМ}}^* = X \frac{S_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}^2}. \quad (2.22)$$

Относительные параметры можно вычислить по отношению к любой другой системе величин, положенной в основу расчета и также называемой *базисной*. Например, за базисную мощность можно принять любое число, если мощность питающей энергосистемы неизвестна и ее можно считать неограниченной. Но практически наиболее удобно принять для расчетов $S_6 = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ или $S_6 = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Для каждой ступени электрической сети в качестве базисного напряжения принимают ее среднее линейное напряжение $U_6 = U_{\text{ср}}$, превышающее номинальное напряжение линий и приемников электроэнергии на 5 %.

Шкала средних напряжений $U_{\text{ср}}$, кВ

0,23; 0,4; 0,69; 3,15; 6,3; 10,5; 21; 37; 115; 230; 347; 525; 787; 1200

По базисным величинам S_6 и U_6 определяется базисный ток:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_6}. \quad (2.23)$$

Относительное базисное сопротивление определяют по формулам, аналогичным (2.21) и (2.22):

$$X_6^* = \frac{\sqrt{3}I_6 X}{U_6}; \quad (2.24)$$

$$X_6^* = X \frac{S_6}{U_6^2}. \quad (2.25)$$

В справочниках, каталогах и заводских информационных материалах всегда приводятся только относительные **номинальные** параметры, величины которых однозначны.

Относительное базисное сопротивление можно определить по известному относительному номинальному сопротивлению, которое можно отыскать в справочнике в том или ином виде. Для этого преобразуем выражение (2.22) и получим

$$X = X_{\text{НОМ}}^* \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}}. \quad (2.26)$$

Подставив в выражение (2.25) полученные значения X , будем иметь

$$X_6^* = X_{\text{НОМ}}^* \frac{U_{\text{НОМ}}^2 S_6}{S_{\text{НОМ}} U_6^2}. \quad (2.27)$$

Расчет относительных базисных сопротивлений элементов цепи к.з. легко производится на основе формул (2.25) и (2.27).

Генераторы в каталогах характеризуются относительным сверхпереходным сопротивлением X_d'' , мощностью $S_{\text{НОМ.Г}}$ и напряжением $U_{\text{НОМ.Г}}$. Учитывая, что $X_d'' = X_{\text{НОМ}}^*$ и $U_{\text{НОМ.Г}} = U_{\text{ср}}$, получим из выражения (2.27)

$$X_{6\text{Г}}^* = X_d'' \frac{S_6}{S_{\text{НОМ.Г}}}. \quad (2.28)$$

Двухобмоточные трансформаторы в каталогах характеризуются напряжением короткого замыкания U_K , %, мощностью $S_{\text{НОМ.Т}}$ и напряжением $U_{\text{НОМ.Т}}$, которое равняется $U_{\text{ср}}$. Как известно, U_K , % – это относительное сопротивление двух обмоток трансформатора (относительное падение напряжения на них при опыте к.з.), выраженное в процентах, т.е. $X_{\text{НОМ.Т}}^* = \frac{U_K}{100}$.

Используя формулу (2.27), получим выражение относительного сопротивления двухобмоточного трансформатора в следующем виде:

$$X_{\text{бт}}^* = \frac{U_K}{100} \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ.Т}}}. \quad (2.29)$$

Трехобмоточные трансформаторы характеризуются в каталогах тремя напряжениями к.з. для каждой пары обмоток (рис. 2.5, а) $U_{\text{КВ-С}}$, $U_{\text{КВ-Н}}$ и $U_{\text{КС-Н}}$. Индексы показывают, к какой паре обмоток относится U_K (в – высшего напряжения, н – низшего и с – среднего). При расчете каждая обмотка трансформатора представляется как отдельный элемент цепи к.з. со своим сопротивлением (рис. 2.5, б). Решив систему уравнений $U_{\text{К В-С}} = U_{\text{КВ}} + U_{\text{КС}}$; $U_{\text{К В-Н}} = U_{\text{КВ}} + U_{\text{КН}}$; $U_{\text{К С-Н}} = U_{\text{КС}} + U_{\text{КН}}$, можно найти U_K каждой обмотки:

$$\begin{aligned} U_{\text{КВ}} &= 0,5 (U_{\text{К В-С}} + U_{\text{К В-Н}} - U_{\text{К С-Н}}); \\ U_{\text{КС}} &= 0,5 (U_{\text{К В-С}} + U_{\text{К С-Н}} - U_{\text{К В-Н}}); \\ U_{\text{КН}} &= 0,5 (U_{\text{К В-Н}} + U_{\text{К С-Н}} - U_{\text{К В-С}}). \end{aligned} \quad (2.30)$$

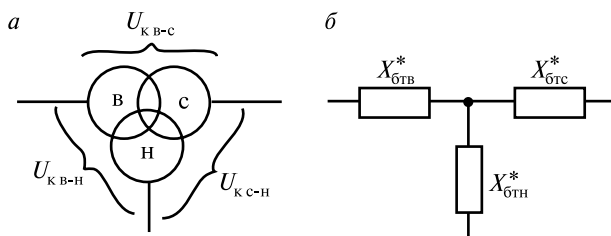


Рис. 2.5. Трехобмоточный трансформатор:
а – расчетная схема; б – схема замещения

Используя полученные $U_{\text{КВ}}$, $U_{\text{КС}}$ и $U_{\text{КН}}$, по формуле (2.29) можно получить относительное базисное сопротивление каждой обмотки трансформатора:

$$\begin{aligned} X_{\text{бТВ}}^* &= \frac{U_{\text{КВ}}}{100} \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ.Т}}}; \\ X_{\text{бТС}}^* &= \frac{U_{\text{КС}}}{100} \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ.Т}}}; \\ X_{\text{бТН}}^* &= \frac{U_{\text{КН}}}{100} \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ.Т}}}. \end{aligned} \quad (2.31)$$

Формулы (2.31) используются в расчетах относительных сопротивлений трансформаторов тогда, когда при к.з. ток протекает к точке к.з. по всем трем обмоткам. Однако часто при к.з. на стороне низшего напряжения ток протекает по обмоткам высшего и низшего напряжения и отсутствует в обмотке среднего напряжения, а при к.з. на стороне среднего напряжения — отсутствует в обмотке низшего напряжения. В таком случае трансформатор можно рассматривать как двухобмоточный и рассчитывать относительное базисное сопротивление двух обмоток по их напряжению к.з., используя выражение (2.29):

$$\begin{aligned} X_{\text{бТВ-С}}^* &= \frac{U_{\text{КВ-С}}}{100} \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ.Т}}}; \\ X_{\text{бТВ-Н}}^* &= \frac{U_{\text{КВ-Н}}}{100} \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ.Т}}}. \end{aligned} \quad (2.32)$$

Линии электропередачи характеризуются напряжением, сопротивлением 1 км линии X_0 , Ом/км, на фазу и длиной l , км. Для определения относительного базисного сопротивления линии можно использовать выражение (2.25), в котором принять $X = X_0 l$:

$$X_{\text{бл}}^* = X_0 l \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{сп}}^2}, \quad (2.33)$$

где $X_0 = 0,4$ Ом/км — сопротивление воздушной линии 6—220 кВ (для линий напряжением 500 кВ — 0,3 Ом/км).

Индуктивное сопротивление кабельных линий напряжением 6 или 10 кВ принимают 0,08 Ом/км, а напряжением 35 кВ — 0,12 Ом/км.

Реакторы в каталогах характеризуются номинальным напряжением $U_{\text{ном.р}}$, номинальным током $I_{\text{ном.р}}$ и относительным значением индуктивного сопротивления $X_{\text{ном.р}}\%$. По аналогии с выражением (2.29) для двухобмоточного трансформатора базисное сопротивление реактора можно записать

$$X_{\text{бр}}^* = \frac{X_{\text{ном.р}}\%}{100} \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном.р}} I_{\text{ном.р}}}, \quad (2.34)$$

где $\sqrt{3}U_{\text{ном.р}}I_{\text{ном.р}}$ — номинальная проходная мощность трехфазной группы реакторов, т.е. мощность, при которой определено $X_{\text{ном.р}}\%$.

Энергосистема характеризуется мощностью короткого замыкания $S_{\text{кз}}$ на шинах распределительного устройства электроустановки. Для получения расчетной формулы относительного сопротивления системы используем выражение (2.5), домножив его левую и правую части на $\sqrt{3}U_{\text{ср}}$ и заменив X_{Σ} через выражение, полученное из (2.25):

$$\sqrt{3}U_{\text{ср}}I_{\text{к}} = \frac{U_{\text{ср}}S_{\text{б}}\sqrt{3}U_{\text{ср}}}{\sqrt{3}X_{\text{бс}}^*U_{\text{ср}}^2}; \quad (2.35)$$

$$S_{\text{кз}} = \frac{S_{\text{б}}}{X_{\text{бс}}^*}.$$

Выражение (2.35) можно использовать для определения относительного базисного сопротивления системы:

$$X_{\text{бс}}^* = \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{кз}}}. \quad (2.36)$$

Аналогичное выражение для расчета $X_{\text{бс}}^*$ используется, если задается номинальная мощность отключения выключателя на вводе электроустановки $S_{\text{ном.откл}}$:

$$X_{6c}^* = \frac{S_6}{S_{\text{НОМ.ОТКЛ}}}. \quad (2.37)$$

Расчетные формулы для определения относительных базисных сопротивлений отдельных элементов цепи к.з. приведены в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Расчетные формулы относительных базисных сопротивлений элементов

Элементы схемы	Исходные параметры	Расчетные формулы
Генератор	$X_d'', S_{\text{НОМ.Г}}$	$X_{6Г}'' = X_d'' \frac{S_6}{S_{\text{НОМ.Г}}}$
Энергосистема	$S_{\text{КС}}$ или $S_{\text{НОМ.ОТКЛ}}$	$X_{6c}^* = \frac{S_6}{S_{\text{КС}}}$ $X_{6c}^* = \frac{S_6}{S_{\text{НОМ.ОТКЛ}}}$
Трансформатор	$U_{\text{к}} \%; S_{\text{НОМ.Т}}$	$X_{6Т}^* = \frac{U_{\text{к}}}{100} \frac{S_6}{S_{\text{НОМ.Т}}}$
Линия электропередачи	$X_0; l; U_{\text{ср}}$	$X_{6л}^* = X_0 l \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2}$
Реактор	$X_{\text{НОМ.Т}} \%; U_{\text{НОМ.Т}};$ $I_{\text{НОМ.Т}}$	$X_6^* = \frac{X_{\text{НОМ.Т}}\%}{100} \frac{S_6}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ.Т}} I_{\text{НОМ.Т}}}$

Расчет относительного сопротивления до точки к.з. выполняется в следующей последовательности:

- составляют расчетную схему цепи к.з.;
- составляют по расчетной схеме эквивалентную схему замещения цепи к.з.;
- рассчитывают относительные сопротивления элементов цепи к.з., указанных на схеме замещения;
- упрощают схему замещения до результирующего относительного сопротивления цепи к.з. $X_{6к}^*$, преобразуя ее в соответствии с правилами, приведенными в табл. 2.2.

Составленная расчетная схема (рис. 2.6) представляет собой упрощенную электрическую схему, на которой указываются только те элементы, сопротивления которых учитываются в расчете (см. табл. 2.1). Рядом с каждым элементом проставляются исходные параметры, не-

обходимые для расчета его сопротивления. На схеме указываются все точки к.з., в которых необходимо произвести расчет токов к.з.

Таблица 2.2

Схемы и формулы для преобразования схемы замещения

Вид соединения	Схема до преобразования	Схема после преобразования	Расчетные формулы
Последовательное			$X_{n+1} = X_1 + X_2 + \dots + X_n$
Параллельное			$X_{n+1} = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \dots + \frac{1}{X_n}}$ при $X_1 = X_2 = \dots = X_n$ $X_{n+1} = \frac{X_1}{n}$
Треугольник (звезда после преобразования)			$X_4 = \frac{X_1 X_2}{X_1 + X_2 + X_3};$ $X_5 = \frac{X_1 X_3}{X_1 + X_2 + X_3};$ $X_6 = \frac{X_2 X_3}{X_1 + X_2 + X_3}$

Примечание. В таблице относительные базисные сопротивления указаны упрощенно, опущены индексы, звездочка (*) и основной индекс б.

По расчетной схеме составляется схема замещения (рис. 2.7). Все элементы расчетной схемы заменяются их сопротивлениями. Каж-

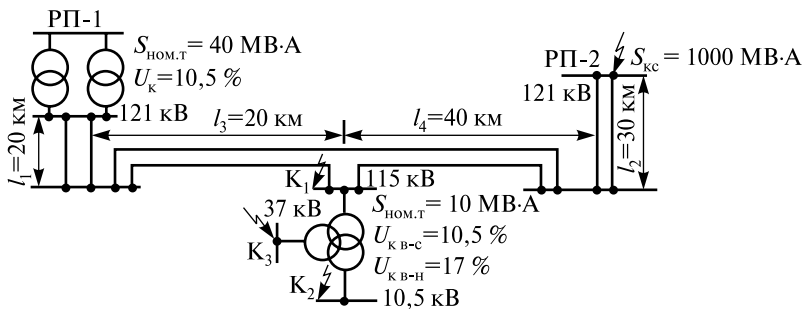


Рис. 2.6. Расчетная схема к примеру 2.1

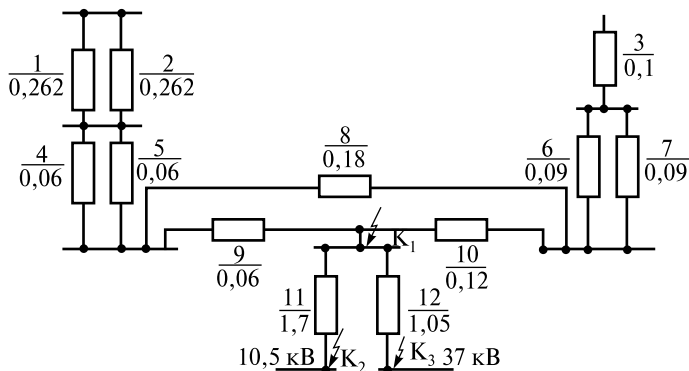


Рис. 2.7. Схема замещения к примеру 2.1

дое сопротивление обозначается дробью, в числителе которой указывается порядковый номер элемента цепи, в знаменателе — его относительное сопротивление, рассчитанное по формулам табл. 2.1.

В процессе преобразования схемы замещения появляются новые, эквивалентные отдельным участкам схемы сопротивления, нумерацию которых удобнее продолжить, как это сделано в табл. 2.2. Если сопротивление элемента переходит без изменения из одной схемы преобразования в другую, то его номер должен сохраняться.

Пример 2.1. Определить относительные результирующие сопротивления $X_{бк1}^*$, $X_{бк2}^*$ и $X_{бк3}^*$ до точек K_1 , K_2 и K_3 расчетной схемы на рис. 2.6, на которой указаны все необходимые расчетные величины. Активные сопротивления не учитывать, так как они значительно меньше индуктивных. Номинальные напряжения всех элементов считать равными средним напряжениям соответствующих ступеней, указанным на расчетной схеме.

Схема замещения приведена на рис. 2.7.

Принимаем $S_б = 100$ МВ·А и рассчитываем все сопротивления схемы замещения при этой базисной мощности.

Сопротивление трансформаторов расчетной и районной подстанции РП-1 определяем по формуле (2.29):

$$X_1 = X_2 = \frac{U_{к}}{100} \frac{S_б}{S_{НОМ.Т}} = \frac{10,5}{100} \frac{100}{40} = 0,262;$$

$$X_{11} = \frac{U_{кв-н}}{100} \frac{S_б}{S_{НОМ.Т}} = \frac{17}{100} \frac{100}{10} = 1,7;$$

$$X_{12} = \frac{U_{кв-с}}{100} \frac{S_б}{S_{НОМ.Т}} = \frac{10,5}{100} \frac{100}{10} = 1,05.$$

Сопrotивление системы до шин районной подстанции РП-2 определяем по формуле (2.36):

$$X_3 = \frac{S_6}{S_{\text{кк}}} = \frac{100}{1000} = 0,1.$$

Сопrotивления линий при напряжении 115 кВ определяем по формуле (2.33):

$$X_4 = X_5 = X_0 l_1 \frac{S_6}{U_{\text{cp}}^2} = 0,4 \cdot 20 \frac{100}{115^2} = 0,06;$$

$$X_6 = X_7 = X_0 l_2 \frac{S_6}{U_{\text{cp}}^2} = 0,4 \cdot 30 \frac{100}{115^2} = 0,09;$$

$$X_8 = X_0 (l_3 + l_4) \frac{S_6}{U_{\text{cp}}^2} = 0,4 \cdot (20 + 40) \frac{100}{115^2} = 0,18;$$

$$X_9 = X_0 l_3 \frac{S_6}{U_{\text{cp}}^2} = 0,4 \cdot 20 \frac{100}{115^2} = 0,06;$$

$$X_{10} = X_0 l_4 \frac{S_6}{U_{\text{cp}}^2} = 0,4 \cdot 40 \frac{100}{115^2} = 0,12.$$

Результаты расчетов проставляем на схеме замещения (рис. 2.7).

Пользуясь формулами преобразования табл. 2.2, заменяем как параллельные X_1 и X_2 на X_{13} , X_4 и X_5 на X_{14} , X_6 и X_7 на X_{15} , а X_8 , X_9 и X_{10} , соединенные в треугольник, заменяем на X_{16} , X_{17} и X_{18} , соединенные в звезду:

$$X_{13} = \frac{X_1}{2} = \frac{0,262}{2} = 0,131;$$

$$X_{14} = \frac{X_4}{2} = \frac{0,06}{2} = 0,03;$$

$$X_{15} = \frac{X_6}{2} = \frac{0,09}{2} = 0,045;$$

$$X_{16} = \frac{X_8 X_9}{X_8 + X_9 + X_{10}} = \frac{0,18 \cdot 0,06}{0,18 + 0,06 + 0,12} = 0,03;$$

$$X_{17} = \frac{X_8 \cdot X_{10}}{X_8 + X_9 + X_{10}} = \frac{0,18 \cdot 0,12}{0,18 + 0,06 + 0,12} = 0,06;$$

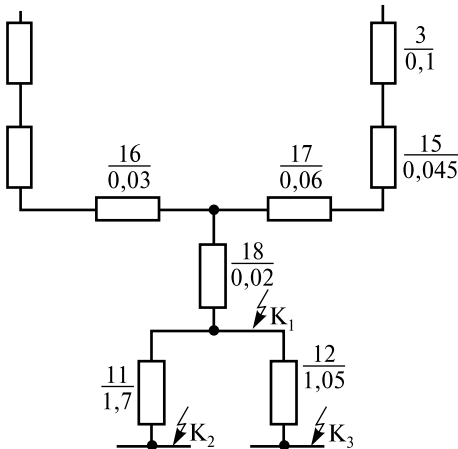
$$X_{18} = \frac{X_9 X_{10}}{X_8 + X_9 + X_{10}} = \frac{0,06 \cdot 0,12}{0,18 + 0,06 + 0,12} = 0,02.$$

Полученные результаты проставляем на схеме преобразования (рис. 2.8, а), сопротивления X_3 , X_{11} и X_{12} переносим на схему без изменений.

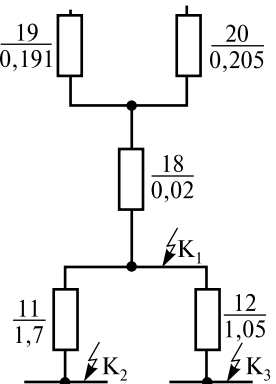
Упрощаем полученную схему, заменив сопротивления X_{13} , X_{14} и X_{16} на X_{19} и сопротивления X_7 , X_{15} и X_{17} на X_{20} как последовательные (рис. 2.8, б):

$$X_{19} = X_{13} + X_{14} + X_{16} = 0,131 + 0,03 + 0,03 = 0,191;$$

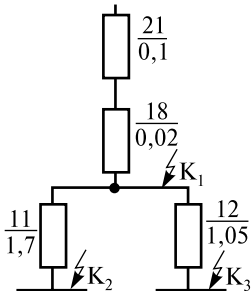
а



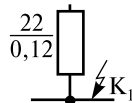
б



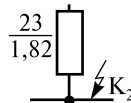
в



г



д



е

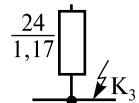


Рис. 2.8. Схема преобразования к примеру 2.1

$$X_{20} = X_3 + X_{15} + X_{17} = 0,1 + 0,045 + 0,006 = 0,205;$$

$$X_{21} = \frac{X_{19} \cdot X_{20}}{X_{19} + X_{20}} = \frac{0,191 \cdot 0,205}{0,191 + 0,205} = 0,1.$$

Полученный результат проставляем на схему (рис. 2.8, в), X_{11} , X_{12} и X_{18} и переносим без изменения.

Определяем относительное базисное сопротивление до точки K_1 :

$$X_{6к1} = X_{22} = X_{21} + X_{18} = 0,1 + 0,02 = 0,12 \text{ (рис. 2.8, г).}$$

Определяем относительное базисное сопротивление до точки K_2 :

$$X_{6к2} = X_{23} = X_{22} + X_{11} = 0,12 + 1,7 = 1,82 \text{ (рис. 2.8, д).}$$

Определяем относительное базисное сопротивление до точки K_3 :

$$X_{6к3} = X_{24} = X_{22} + X_{12} = 0,12 + 1,05 = 1,17 \text{ (рис. 2.8, е).}$$

Расчет токов и мощности к.з. выполняют в следующей последовательности:

- определяют базисный ток по формуле (2.23);
- определяют действующее значение тока к.з., формула для определения которого выводится из выражений (2.5) и (2.25):

$$I_k = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3}X_\Sigma} \text{ и } X_6^* = X_\Sigma \frac{S_6}{U_{cp}^2};$$

$$X_\Sigma = \frac{U_{cp}^2}{S_{cp}} X_6^*, \quad I_k = \frac{U_{cp} S_6}{\sqrt{3} U_{cp}^2 X_6^*}.$$

Произведя в полученном выражении необходимые преобразования, будем иметь

$$I_k = \frac{I_6}{X_6^*}, \quad (2.38)$$

где $I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} U_{cp}}$ — базисный ток;

– определяют ударный ток i_y и его действующее значение I_y по формулам (2.15) и (2.19):

$$i_y = 2,55 I_K, I_y = 1,52 I_K;$$

– определяют мощность к.з. по выражению (2.35):

$$S_K = \frac{S_6}{X_6^*}.$$

Пример 2.2. Определить токи и мощность короткого замыкания в точках, указанных на расчетной схеме на рис. 2.6. Для расчетов используем значения относительных базисных сопротивлений, определенных в примере 2.1:

$$X_{6к1}^* = 0,12; X_{6к2}^* = 1,82; X_{6к3}^* = 1,17.$$

Вычисление токов и мощностей к.з. сводим в табл. 2.3

Таблица 2.3

Расчет токов и мощностей к.з. в точках К₁, К₂ и К₃

Точки к.з.	Расчетные формулы	Расчеты
1	2	3
$K_1 (U_{cp} = 115 \text{ кВ})$	$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{cp}}$ $I_K = \frac{I_6}{X_{6к1}^*}$ $i_y = 2,55 I_K$ $I_y = 1,52 I_K$ $S_K = \frac{S_6}{X_{6к1}^*}$	$I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,5 \text{ кА}$ $I_K = \frac{0,5}{0,12} = 4,17 \text{ кА}$ $i_y = 2,55 \cdot 4,17 = 10,7 \text{ кА}$ $I_y = 1,52 \cdot 4,17 = 6,35 \text{ кА}$ $S_K = \frac{100}{0,12} = 835 \text{ МВ} \cdot \text{А}$
$K_2 (U_{cp} = 10,5 \text{ кВ})$	$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{cp}}$ $I_K = \frac{I_6}{X_{6к2}^*}$ $i_y = 2,55 I_K$ $I_y = 1,52 I_K$ $S_K = \frac{S_6}{X_{6к2}^*}$	$I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}$ $I_K = \frac{5,5}{1,82} = 3 \text{ кА}$ $i_y = 2,55 \cdot 3 = 7,65 \text{ кА}$ $I_y = 1,52 \cdot 3 = 4,56 \text{ кА}$ $S_K = \frac{100}{1,82} = 55 \text{ МВ} \cdot \text{А}$

1	2	3
$K_3 (U_{\text{ср}} = 37 \text{ кВ})$	$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{\text{ср}}}$ $I_K = \frac{I_6}{X_{6\text{кЗ}}^*}$ $i_y = 2,55 I_K$ $I_y = 1,52 I_K$ $S_K = \frac{S_6}{X_{6\text{кЗ}}^*}$	$I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА}$ $I_K = \frac{1,56}{1,17} = 1,42 \text{ кА}$ $i_y = 2,55 \cdot 1,42 = 3,62 \text{ кА}$ $I_y = 1,52 \cdot 1,42 = 2,16 \text{ кА}$ $S_K = \frac{100}{1,17} = 85,5 \text{ МВ}\cdot\text{А}$

2.4. Расчет токов короткого замыкания методом именованных единиц

Метод именованных единиц чаще применяется при расчете токов к.з. в простых неразветвленных сетях и установках напряжением до 1 кВ. Расчет обычно производится по полному сопротивлению цепи к.з., так как суммарное активное сопротивление оказывается соизмеримым с индуктивным и должно быть учтено.

Необходимо в некоторых случаях учитывать сопротивление трансформаторов тока, катушек максимального тока автоматических выключателей и их контактов, рубильников, пакетных выключателей. В большинстве же случаев сопротивление вышеперечисленных элементов цепи к.з. не превышает 1—3 % от полного сопротивления этой цепи и может быть в расчете опущено.

При вычислении удобно выражать расчетные параметры в следующих единицах: напряжение в вольтах; ток в килоамперах, мощность в киловаттах и киловольт-амперах, сопротивления в миллиомах.

Расчет сопротивлений элементов цепи к.з. обычно сводится к определению сопротивлений силовых трансформаторов и линий электропередачи.

Активное сопротивление трансформатора определяют по активным потерям ΔP_K в его трех фазах при коротком замыкании.

$$\Delta P_K = 3 I_{\text{НОМ.Т}}^2 R_T, \quad (2.39)$$

где R_T — активное сопротивление обмотки одной фазы трансформатора;
 $I_{\text{НОМ.Т}}$ — номинальный ток вторичной обмотки трансформатора.

Исходя из выражения (2.39) получим формулу активного сопротивления трансформатора

$$R_T = \frac{\Delta P_K}{3I_{\text{НОМ.Т}}^2}. \quad (2.40)$$

Домножив числитель и знаменатель на $U_{\text{ср}}$ и считая $U_{\text{ср}} = U_{\text{НОМ.Т}}$, получим

$$R_T = \frac{\Delta P_K U_{\text{ср}}^2}{3I_{\text{НОМ.Т}}^2 U_{\text{ср}}^2} = \frac{\Delta P_K U_{\text{ср}}^2}{S_{\text{НОМ.Т}}^2}. \quad (2.41)$$

Полное сопротивление трансформатора можно получить из опыта короткого замыкания, при котором определяется напряжение к.з. U_K :

$$U_K = \frac{\sqrt{3} I_{\text{НОМ.Т}} Z_T}{U_{\text{НОМ.Т}}} \cdot 100, \%. \quad (2.42)$$

Домножив числитель и знаменатель на $U_{\text{НОМ.Т}}$ и выразив затем Z_T из полученной формулы, будем иметь

$$Z_T = \frac{U_K}{100} \frac{U_{\text{ср}}^2}{S_{\text{НОМ.Т}}}. \quad (2.43)$$

Индуктивное сопротивление трансформатора определяется по известным Z_T и R_T :

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}. \quad (2.44)$$

Индуктивное и активное сопротивление линии электропередачи зависит от конструкции линии (воздушная или кабельная), материала и сечения фазы линии, номинального напряжения и протяженности линии:

$$\begin{aligned} R_{\text{Л}} &= R_0 l_{\text{Л}}; \\ X_{\text{Л}} &= X_0 l_{\text{Л}} \end{aligned} \quad (2.45)$$

где R_0 — активное удельное сопротивление фазы линии, мОм/м;
 X_0 — индуктивное удельное сопротивление фазы линии, мОм/м;
 $l_{\text{л}}$ — длина линии, м.

Активное удельное сопротивление фазы линии можно определить из выражения

$$R_0 = \frac{1000}{\gamma q_{\text{л}}}, \quad (2.46)$$

где γ — удельная проводимость материала фазы, МСм/м (м/Ом·мм²);
 $\gamma_{\text{м}} = 53$ МСм/м — удельная проводимость меди;
 $\gamma_{\text{а}} = 32$ МСм/м — удельная проводимость алюминия);
 $q_{\text{л}}$ — сечение фазы линии, мм²;
1000 — переводной коэффициент в миллиомы.

Индуктивное удельное сопротивление X_0 фазы линии зависит от конструкции линии и ее напряжения (для кабельных линий напряжением до 1 кВ $X_0 = 0,07$ мОм/м).

Порядок расчета токов к.з. в установках напряжением до 1 кВ аналогичен порядку расчета токов к.з. с использованием системы отнесенных единиц.

Расчет начинается с составления расчетной схемы (рис. 2.9, а) с указанием всех элементов, сопротивления которых необходимо учесть в расчете.

По расчетной схеме составляют эквивалентную схему замещения, на которой указываются активные и реактивные сопротивления элементов цепи к.з. По исходным данным рассчитывают величины сопротивлений.

Суммируя отдельно активные и реактивные составляющие сопротивлений, определяют суммарное активное R_{Σ} , индуктивное X_{Σ} и полное Z_{Σ} сопротивление цепи к.з.:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}. \quad (2.47)$$

Определяют действующее значение тока к.з. по формуле (2.5):

$$I_{\text{к}} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} Z_{\Sigma}}.$$

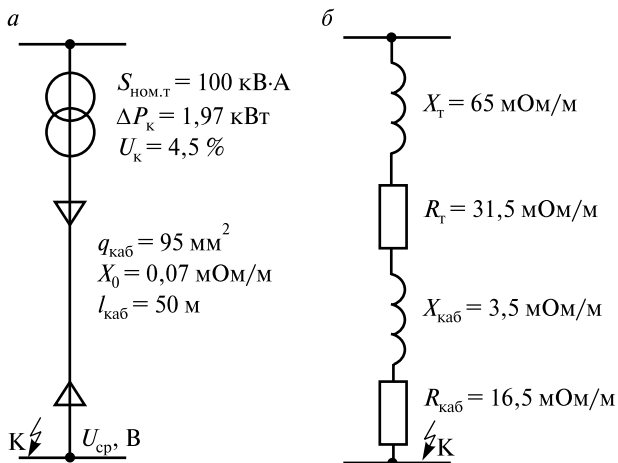


Рис. 2.9. Схемы для расчета токов к.з. в установках напряжением до 1 кВ:
a — расчетная; *б* — замещения

По полученному значению I_K определяют ударный ток:

$$i_y = K_y \sqrt{2} I_K.$$

Ударный коэффициент приблизительно для трансформаторов с $S_{\text{ном.т}} = 100\text{—}400$ кВ·А можно принять $K_y = 1,2$; для трансформаторов 630—1000 кВ·А — $K_y = 1,3$. Более точное значение ударного коэффициента можно получить расчетом:

$$K_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}},$$

где T_a — постоянная времени цепи к.з.

Пример 2.3. Рассчитать установившийся ток трехфазного к.з. и ударный ток в точке К расчетной схемы, приведенной на рис. 2.9, *a*. На схеме показан трансформатор типа ТМ-100/10 и кабель марки ААГ-3×95+1×35, нанесены все их параметры, необходимые для расчета активных и индуктивных сопротивлений элементов в цепи к.з. Схема замещения приведена на рис. 2.9, *б*.

Расчет сопротивлений трансформатора:

$$R_T = \frac{\Delta P_K U_{\text{сп}}^2}{S_{\text{ном.т}}^2} = \frac{1,97 \cdot 400^2}{100^2} = 31,5 \text{ мОм};$$

$$Z_T = \frac{U_K}{100} \frac{U_{cp}^2}{S_{НОМ.Т}} = \frac{4,5}{100} \frac{400^2}{100} = 72 \text{ мОм};$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{72^2 - 31,5^2} = 65 \text{ мОм}.$$

Расчет сопротивлений кабеля:

$$R_0 = \frac{1000}{\gamma_a q_{каб}} \frac{1000}{32 \cdot 95} = 0,33 \text{ мОм/м};$$

$$R_{каб} = R_0 l_{каб} = 0,33 \cdot 50 = 16,5 \text{ мОм};$$

$$X_{каб} = X_0 l_{каб} = 0,07 \cdot 50 = 3,5 \text{ мОм}.$$

Результаты расчетов наносятся на схему замещения.

Расчет суммарного сопротивления:

$$R_{\Sigma} = R_T + R_{каб} = 31,5 + 16,5 = 48 \text{ мОм};$$

$$X_{\Sigma} = X_T + X_{каб} = 65 + 3,5 = 68,5 \text{ мОм};$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2} = \sqrt{48^2 + 68,5^2} = 84 \text{ мОм}.$$

Расчет действующего значения тока к.з.:

$$I_K = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} Z_{\Sigma}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 84} = 2,72 \text{ кА}.$$

Расчет ударного коэффициента:

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{314 R_{\Sigma}} = \frac{68,5}{314 \cdot 48} = 0,0044 \text{ с};$$

$$K_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0044}} = 1,12.$$

Расчет ударного тока:

$$i_y = K_y \sqrt{2} I_K = 1,12 \sqrt{2} \cdot 2,72 = 4,32 \text{ кА}.$$

2.5. Электродинамическое действие токов короткого замыкания

Токи к.з. в токоведущих частях и аппаратах вызывают динамические (механические) усилия, которые могут разрушить оборудование. В нормальных условиях токи в аппаратах невелики и их механические усилия незначительны, но при к.з. токи увеличиваются в десятки раз и их воздействие может достигнуть опасных значений.

Правильно выбранные токоведущие части и аппараты должны обладать достаточной электродинамической стойкостью против ударного действия токов к.з., чтобы обеспечить надежную работу электроустановок.

В соответствии с законом Био-Савара электродинамическую силу взаимодействия между двумя параллельными проводниками произвольного сечения, обтекаемыми токами i_1 и i_2 , определяют по формуле

$$F = 2,04K_{\Phi}i_1i_2 \frac{l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (2.48)$$

где F — сила, действующая на проводник, Н;

i_1 и i_2 — мгновенные значения токов в проводниках, А;

l — длина параллельных проводников, м;

a — расстояние между осями проводников, м;

K_{Φ} — коэффициент формы.

Коэффициент формы K_{Φ} зависит от формы сечения проводников и их взаимного расположения. Для круглых и трубчатых проводников $K_{\Phi} = 1$, для проводников другой формы можно принять $K_{\Phi} = 1$ в тех случаях, когда сечение проводников мало по сравнению с расстоянием между ними и их длиной. Для практических расчетов сил взаимодействия между проводниками в электроустановках принимают $K_{\Phi} = 1$.

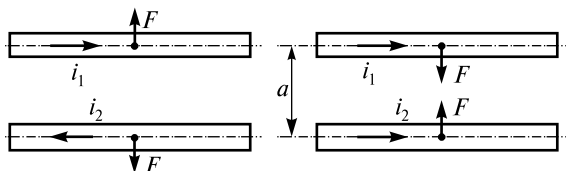


Рис. 2.10. Электродинамические силы взаимодействия между двумя проводниками

При одинаковом направлении токов между проводниками возникают усилия притяжения, при разных направлениях — отталкивания.

При токе трехфазного к.з. и параллельном расположении проводников трех фаз в одной плоскости в наиболее тяжелых условиях находится средняя фаза, на которую действует сила

$$F = 2,04 \frac{\sqrt{3}}{2} i_y^2 \frac{l}{a} \cdot 10^{-1} = 1,76 i_y^2 \frac{l}{a} \cdot 10^{-1}, \quad (2.49)$$

где i_y — ударный ток при трехфазном к.з., кА,

$\frac{\sqrt{3}}{2}$ — коэффициент, учитывающий несовпадение токов по фазе и неодинаковое значение ударных токов в разных фазах.

Рассматривая проводник как равномерно нагруженную многопролетную балку, получим изгибающий момент (Н·м), создаваемый ударным током:

$$M = \frac{Fl}{10}. \quad (2.50)$$

Электродинамическая стойкость проводников прямоугольной формы, закрепленных на изоляторах, определяется по механическому напряжению, возникающему при протекании ударного тока:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W} \cdot 10^{-6}, \quad (2.51)$$

где $\sigma_{\text{расч}}$ — расчетное механическое напряжение в материале проводника, МПа;
 W — момент сопротивления, м³;
 10^{-6} — коэффициент перевода Па в МПа.

Момент сопротивления при расположении прямоугольных проводников на ребро (рис. 2.11, а)

$$W_p = \frac{b^2 h}{6} \cdot 10^{-9}; \quad (2.52)$$

при расположении плашмя (рис. 2.11, б)

$$W_{\text{п}} = \frac{h^2 b}{6} \cdot 10^{-9}, \quad (2.53)$$

где b — толщина проводника, мм;
 h — ширина (высота) проводника, мм.

Условие механической стойкости проводников при протекании ударного тока:

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (2.54)$$

где $\sigma_{\text{доп}}$ — допустимое механическое напряжение в материале проводника, МПа.

Допустимое напряжение при изгибе принимают для медных шин — 170 МПа, алюминиевых — 80 МПа, стальных — 190 МПа.

Пример 2.4. Проверить шины, закрепленные на опорных изоляторах (см. рис. 2.11) на электродинамическую стойкость. Тип шин А-30×4 (алюминиевые, $h = 30$ мм, $b = 4$ мм). Расстояние между опорными изоляторами $l = 1$ м. Расстояние между фазами $a = 0,25$ м. Ударный ток $i_y = 10$ кА.

Усилие, действующее на шину на длине пролета,

$$F = 1,76 i_y^2 \frac{l}{a} \cdot 10^{-1} = 1,76 \cdot 10^2 \frac{1}{0,25} \cdot 10^{-1} = 70 \text{ Н.}$$

Изгибающий момент

$$M = \frac{Fl}{10} = \frac{70 \cdot 1}{10} = 7 \text{ Н} \cdot \text{м.}$$

Момент сопротивления шин при расположении на ребро

$$W_p = \frac{b^2 h}{6} \cdot 10^{-9} = \frac{4^2 \cdot 30}{6} \cdot 10^{-9} = 80 \cdot 10^{-9} \text{ м}^3.$$

Расчетное напряжение в металле шин

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W_p} \cdot 10^{-6} = \frac{7}{80 \cdot 10^{-9}} \cdot 10^{-6} = 87,5 \text{ МПа,}$$

$$\sigma_{\text{расч}} = 87,5 > \sigma_{\text{доп}} = 80 \text{ МПа.}$$

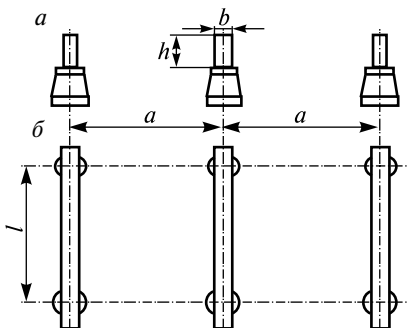


Рис. 2.11. Расчетная схема к примеру 2.4

Условие устойчивости шин не выполняется, шины динамически не устойчивы.

Расположим шины плашмя и повторим проверку:

$$W_{\text{п}} = \frac{h^2 b}{6} \cdot 10^{-9} = \frac{4 \cdot 30^2}{6} \cdot 10^{-9} = 600 \cdot 10^{-9} \text{ м}^3.$$

Расчетное напряжение в металле шин

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W_{\text{п}}} \cdot 10^{-6} = \frac{7}{600 \cdot 10^{-9}} \cdot 10^{-6} = 11,7 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}} = 80 \text{ МПа}.$$

Так как $\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}}$, т.е. условие динамической стойкости шин при расположении их плашмя выполняется, шины динамически устойчивы.

2.6. Термическое действие токов короткого замыкания

Различают два основных режима нагрева элементов электроустановок токами: длительный нормальный режим работы и кратковременный режим короткого замыкания.

Температура нагрева проводника в нормальном режиме зависит от величины протекающего по нему рабочего тока $I_{\text{раб}}$ и определяется по формуле

$$\tau_{\text{н}} = \tau_{\text{ос}} + (\tau_{\text{доп}} - \tau_{\text{ос}}) \frac{I_{\text{раб}}^2}{I_{\text{доп}}^2}, \quad (2.55)$$

где $\tau_{\text{н}}$ — начальная температура проводника в момент возникновения режима к.з. (рис. 2.12);

$\tau_{\text{ос}}$ — температура окружающей среды;

$\tau_{\text{доп}}$ — допустимая температура нагрева проводника максимальным рабочим током $I_{\text{доп}}$;

$I_{\text{раб}}$ — рабочий ток, протекающий по проводнику перед возникновением к.з.;

$I_{\text{доп}}$ — максимальный допустимый ток рабочего режима.

Надежная работа проводников электроустановки в нормальном режиме может быть обеспечена только при условии, что $\tau_{\text{н}} \leq \tau_{\text{доп}}$, т.е. $I_{\text{раб}} \leq I_{\text{доп}}$.

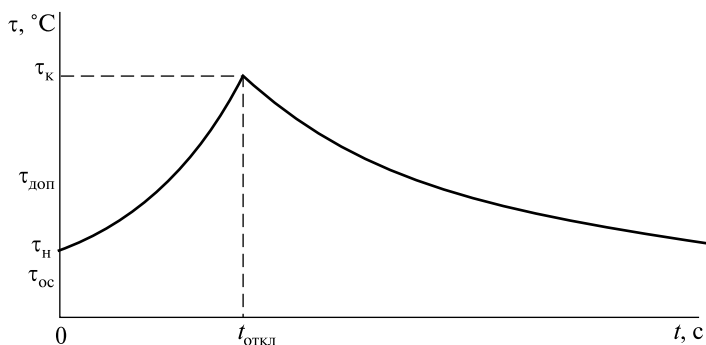


Рис. 2.12. Диаграмма изменения температуры проводника при нагреве его током к.з.

При коротком замыкании время протекания тока обычно не превышает нескольких секунд или даже долей секунды, поэтому можно не учитывать отдачу тепла в окружающую среду и считать, что все тепло, выделяемое в проводнике за время к.з., идет на повышение его температуры (адиабатический процесс нагрева). Так как токи к.з. во много раз превышают рабочие, температура проводников, несмотря на кратковременность, может достигать очень больших значений. Максимальный допустимый нагрев токоведущих частей (табл. 2.4) током короткого замыкания определяется тепловыми свойствами их изоляции и условиями сохранения механической прочности металла проводника. При недопустимо высоких температурах нагрева происходит быстрое старение изоляции проводников и их отжиг.

Конечная температура нагрева током к.з.

$$\tau_{к} = \tau_{н} + \tau_{п}, \quad (2.56)$$

где $\tau_{н}$ — начальная температура, определяемая по формуле (2.55);

$\tau_{п}$ — температура перегрева проводника током к.з.

Токоведущие части считаются термически стойкими, если соблюдается условие

$$\tau_{к} \leq \tau_{макс}. \quad (2.57)$$

Количество тепловой энергии, выделенное током к.з. в проводнике за время dt , согласно закону Ленца-Джоуля определяется по формуле

$$dW = I_{kt}^2 R_\tau dt, \quad (2.58)$$

где I_{kt}^2 — действующее значение тока к.з.;

R_τ — сопротивление проводника при температуре t :

$$R_\tau = \rho_0 (1 + \alpha t) \frac{l}{q}, \quad (2.59)$$

где ρ_0 — удельное сопротивление проводника при температуре 0°C ;

α — температурный коэффициент удельного сопротивления;

l и q — длина и сечение проводника.

Таблица 2.4

Допустимые температуры нагрева шин и кабелей длительными рабочими и кратковременными токами к.з.

Вид проводника	$\tau_{\text{доп}}, ^\circ\text{C}$	$\tau_{\text{макс}}, ^\circ\text{C}$	$C, \frac{\text{кА} \cdot \text{с}^{\frac{1}{2}}}{\text{мм}^4}$
Шины:			
медные	+70	300	0,171
алюминиевые	+70	200	0,088
стальные	+70	300	0,06
Кабели с бумажной пропитанной изоляцией на напряжение, кВ			
3	+80	200	0,141/0,085
6	+65	200	0,141/0,085
10	+60	200	0,141/0,085
20 и 35	+50	125	0,141/0,085
Кабели и изолированные провода с изоляцией:			
поливинилхлоридной (ПВХ) и резиновой	+55	150	0,114/0,075
полиэтиленовой	+55	120	0,094/0,065

Примечание. В графе коэффициент C — числитель — для кабелей с медными жилами, знаменатель — с алюминиевыми.

Подставив (2.59) в (2.58), получим

$$dW = I_{kt}^2 \rho_0 (1 + \alpha t) \frac{l}{q} dt. \quad (2.60)$$

Так как процесс нагрева проводника током к.з. рассматривается как адиабатический, то все количество тепловой энергии, выделенное за время dt , поглощается проводником и идет на повышение его температуры:

$$dW = C_\tau \gamma_0 l q d\tau, \quad (2.61)$$

где C_τ — удельная теплоемкость проводника при температуре τ ;

γ_0 — плотность материала проводника;

l и q — длина и сечение проводника;

$d\tau$ — изменение температуры проводника за время dt .

$$C_\tau = C_0(1 + \beta\tau), \quad (2.62)$$

где C_0 — удельная теплоемкость при 0°C ;

β — температурный коэффициент изменения теплоемкости.

Подставив (2.62) в (2.61), получим

$$dW = C_0(1 + \beta\tau)\gamma_0 l q d\tau. \quad (2.63)$$

Приравняв правые части уравнений (2.60) и (2.63), получим

$$I_{кз}^2 \rho_0 (1 + \alpha\tau) \frac{l}{q} dt = C_0(1 + \beta\tau)\gamma_0 l q d\tau. \quad (2.64)$$

Преобразуем полученное выражение

$$\frac{1}{q^2} I_{кз}^2 dt = \frac{C_0(1 + \beta\tau)\gamma_0}{\rho_0(1 + \alpha\tau)} d\tau. \quad (2.65)$$

Интегрируя левую часть уравнения (2.65) по времени в пределах от 0 до $t_{откл}$, а правую по температуре в пределах ее изменения за время к.з. от τ_H до τ_K , получим

$$\frac{1}{q^2} \int_0^{t_{откл}} I_{кз}^2 dt = \frac{C_0 \gamma_0}{\rho_0} \int_{\tau_H}^{\tau_K} \frac{1 + \beta\tau}{1 + \alpha\tau} d\tau. \quad (2.66)$$

Обозначим $B_K = \int_0^{t_{откл}} I_{кз}^2 dt$. Величину B_K (интеграл Джоуля при

к.з.) можно рассматривать как тепловой импульс, переданный проводнику током за время к.з.

Расчет правой части уравнения (2.66) осуществляется графически по кривым рис. 2.13. Зная τ_K и τ_H , находим по расчетным кривым $A\tau_K$ и $A\tau_H$ — значения правой части уравнения (2.66). В результате получаем выражение

$$\frac{1}{q^2} B_K = A\tau_K - A\tau_H. \quad (2.67)$$

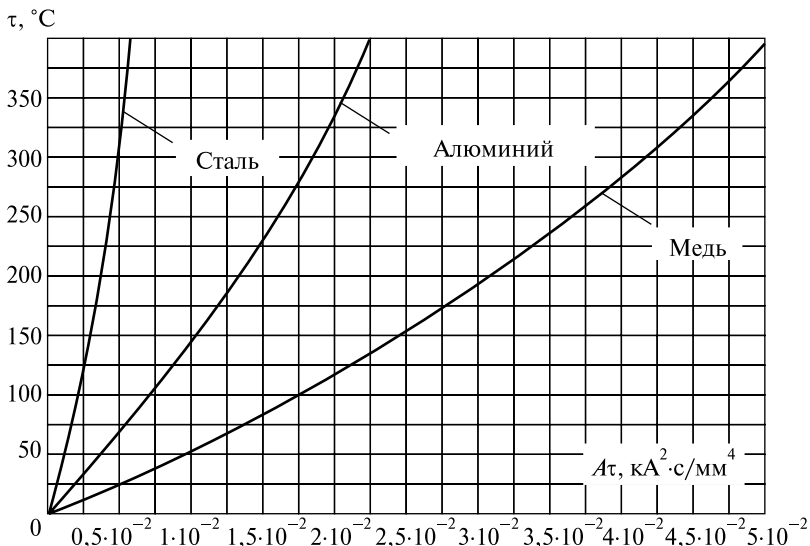


Рис. 2.13. Диаграмма зависимости квадрата тока к.з. от времени его протекания

Тепловой импульс B_K на рис. 2.14 представляет собой площадь фигуры, ограниченной осями координат и кривой, в пределах от 0 до $t_{\text{откл}}$:

$$B_K = B_{\text{кп}} + B_{\text{ка}}, \quad (2.68)$$

где $B_{\text{кп}} = I_{\text{к}}^2 t_{\text{откл}}$ — тепловой импульс периодической составляющей;

$B_{\text{ка}}$ — тепловой импульс аperiodической составляющей.

$B_{\text{ка}}$ создается аperiodическим током $I_{\text{ар}}$, который затухает в течение $0,1-0,2$ с, поэтому при определении температуры нагрева проводника током к.з. его следует учитывать при $t_{\text{откл}} < 1$ с, так как только в этом случае выделяемое им количество тепла соизмеримо с количеством тепла, выделяемым периодическим током. Если $t_{\text{откл}} \geq T_a$, то можно принять

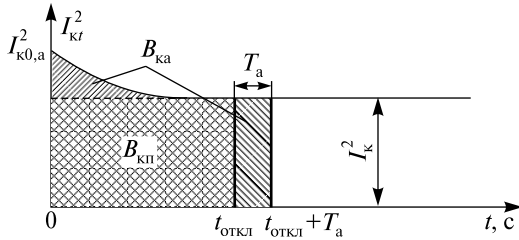


Рис. 2.14. Диаграмма для определения температуры нагрева проводника при к.з.

$$B_{ка} = I_k^2 T_a. \quad (2.69)$$

Полный тепловой импульс B_k с учетом вышеуказанного для удаленного к.з.

$$B_k = I_k^2 t_{откл} + I_k^2 T_a = I_k^2 (t_{откл} + T_a), \quad (2.70)$$

где $T_a = \frac{X_\Sigma}{314R_\Sigma}$ — постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока к.з.

Можно принимать в расчетах $T_a = 0,05$ с.

Зная сечение проводника и рассчитав тепловой импульс B_k , можно определить $A\tau_k$:

$$A\tau_k = \frac{1}{q^2} B_k + A\tau_H, \quad (2.71)$$

где $A\tau_H$ — значение правой части выражения (2.66), которое определяется по соответствующей кривой рис. 2.13, температура τ_H предварительно определяется по выражению (2.55).

Температура окружающей среды τ_{oc} может быть принята для воздуха $+25^\circ\text{C}$, для земли и воды $+15^\circ\text{C}$.

После определения $A\tau_k$ по кривым рис. 2.13 определяется τ_k и сравнивается с $\tau_{макс}$ согласно условию (2.57).

Пример 2.5. Проверить на термическую стойкость шины распределительного устройства типа А-30×4 с длительно допустимым током $I_{доп} = 365$ А, по которым в рабочем режиме протекает ток $I_{раб} = 200$ А. Ток короткого замыкания $I_k = 10$ кА отключается после возникновения режима к.з. через время $t_{откл} = 1,4$ с.

Так как шины расположены на воздухе, то принимаем температуру окружающей среды $\tau_{oc} = +25^\circ\text{C}$, допустимую температуру берем из табл. 2.4. $\tau_{доп} = +70^\circ\text{C}$.

Начальная температура шин в режиме к.з. по формуле (2.55):

$$\tau_H = \tau_{oc} + (\tau_{доп} - \tau_{oc}) \frac{I_{раб}^2}{I_{доп}^2} = 25 + (70 - 25) \frac{200^2}{365^2} = 38,5^\circ\text{C}.$$

Тепловой импульс B_K по формуле (2.70):

$$B_K = I_K^2 (t_{откл} + T_a) = 10^2 (1,4 + 0,05) = 145 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

По кривым рис. 2.13 определяем $A\tau_K$, соответствующее $\tau_H = 38,5^\circ\text{C}$; для алюминиевых шин $A\tau_K = 0,35 \cdot 10^{-2} \text{ кА}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^4$.

По формуле (2.71) определяем $A\tau_K$:

$$A\tau_K = \frac{B_K}{q^2} + A\tau_H = \frac{145}{120^2} + 0,35 \cdot 10^{-2} = 1,35 \cdot 10^{-2} \frac{\text{кА}^2 \cdot \text{с}}{\text{мм}^4},$$

где $q = bh = 4 \cdot 30 = 120 \text{ мм}^2$ — выбранное сечение проводника.

По кривым рис. 2.13 определяем $\tau_K = 200^\circ\text{C}$.

$$\tau_K = 200 = \tau_{макс} = 200^\circ\text{C},$$

где $\tau_{макс} = 200^\circ\text{C}$ из табл. 2.4.

Условие (2.57) выполняется, шины термически стойки.

Если расчет показывает, что при принятом по нормальному режиму работы сечении токоведущих частей температура нагрева при к.з. получится недопустимо большой ($\tau_K > \tau_{макс}$), то целесообразно в целях ускорения расчетов определить минимально допустимое сечение токоведущей части по условиям нагрева ее током к.з. Минимальное сечение определяется по наиболее сложным исходным условиям, когда нагрев проводника перед началом режима к.з. достигает максимально допустимого значения ($\tau_H = \tau_{доп}$), а в результате протекания тока к.з. температура нагрева к моменту отключения достигнет максимального значения ($\tau_K = \tau_{макс}$). На основе сказанного выражение (2.67) можно записать

$$\frac{1}{q_{мин}^2} B_K = A\tau_{макс} - A\tau_{доп}. \quad (2.72)$$

Правая часть этого выражения в каждом конкретном случае может быть определена по кривым рис. 2.13, а $\tau_{\text{макс}}$ и $\tau_{\text{доп}}$ для этого расчета могут быть взяты из табл. 2.4.

Из выражения (2.72) можно определить минимальное допустимое сечение:

$$q_{\text{мин}} = \sqrt{\frac{B_{\text{к}}}{A\tau_{\text{макс}} - A\tau_{\text{доп}}}}. \quad (2.73)$$

Обозначим $\sqrt{A\tau_{\text{макс}} - A\tau_{\text{доп}}} = C$, тогда

$$q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C}. \quad (2.74)$$

Коэффициент C принимается по табл. 2.4.

По $q_{\text{мин}}$ подбирают ближайшее большее стандартное сечение проводника по соответствующим справочным таблицам.

Если сечение проводника предварительно выбрано по рабочему режиму, то он будет термически стоек, если выполняется условие

$$q \geq q_{\text{мин}}, \quad (2.75)$$

где q — выбранное сечение проводника, мм^2 .

Пример 2.6. Проверить на термическую стойкость по минимальному сечению шины РУ типа А-30×4. Ток короткого замыкания $I_{\text{к}} = 10$ кА отключается после возникновения режима к.з. через время $t_{\text{откл}} = 1,4$ с.

Определяем тепловой импульс $B_{\text{к}}$ по формуле (2.70):

$$B_{\text{к}} = I_{\text{к}}^2(t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = 10^2 \cdot (1,4 + 0,05) = 145 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Рассчитываем минимальное сечение $q_{\text{мин}}$ по формуле (2.74), в которую подставляем коэффициент C из табл. 2.4 для алюминиевых шин:

$$q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} = \frac{\sqrt{145}}{0,088} = 136 \text{ мм}^2.$$

Условие термической стойкости (2.75) не выполняется, так как

$$q = 30 \cdot 4 = 120 < q_{\text{мин}} = 136 \text{ мм}^2.$$

Для обеспечения термической стойкости необходимо выбрать шины типа А-40×4, сечение которых $q = 40 \times 4 = 160 \text{ мм}^2$ больше $q_{\text{мин}}$.

$$160 > 136 \text{ мм}^2.$$

Примеры 2.5 и 2.6 показывают, что при проверке шин на термическую стойкость по конечной температуре нагрева током к.з. и по минимальному сечению могут давать разные результаты.

Минимальное сечение, определенное при наиболее неблагоприятных условиях, может оказаться больше термически стойкого сечения, выбранного по конкретным условиям рабочего режим и проверенного на термическую стойкость по конечной температуре нагрева током короткого замыкания.

При выборе электрических аппаратов, как правило, не требуется определять температуру токоведущих частей, так как завод-изготовитель гарантирует ток термической стойкости I_T и время термической стойкости t_T . Тепловой импульс, гарантируемый заводом (нормированный интеграл Джоуля) равен $I_T^2 t_T$. Его следует сравнить с расчетным тепловым импульсом B_K . Условие проверки *аппарата на термическую стойкость*:

$$B_K \leq I_T^2 t_T. \quad (2.76)$$

В соответствии с ПУЭ можно не проверять на термическую стойкость провода воздушных линий и РУ напряжением 35 кВ и выше, провода цепей, защищенных плавкими предохранителями, а также цепей трансформаторов напряжения.

При проверке на термическую стойкость аппаратов и проводников линий, оборудованных устройствами быстродействующего автоматического повторного включения, должно учитываться повышение нагрева из-за увеличения суммарной продолжительности прохождения тока к.з. по таким линиям.

2.7. Несимметричные короткие замыкания

Основными видами несимметричных коротких замыканий являются двухфазное и однофазное короткие замыкания, а также двухфазное короткое замыкание на землю. Однофазные к.з. и двухфазные к.з. на землю возможны только в сетях с нейтралями, заземленными наглухо или через сравнительно малые индуктивные сопро-

тивления (реакторы), т.е. практически в сетях напряжением 110 кВ и выше. Однофазные к.з. возможны также в четырехпроводных сетях напряжением 380/220 В. Двухфазные к.з. преобладают в тяговых сетях переменного тока электрифицированных железных дорог.

Токи и напряжения несимметричных к.з. наиболее просто определяются при помощи метода симметричных составляющих, суть которого заключается в том, что любую несимметричную трехфазную систему можно однозначно разложить на три симметричные системы величин, отличающиеся одна от другой величиной и последовательностью чередования фаз, носящие название прямой (A_1, B_1, C_1), обратной (A_2, C_2, B_2) и нулевой (A_0, B_0, C_0) последовательностей.

На рис. 2.15 показана несимметричная система (рис. 2.15, а) и ее симметричные составляющие (рис. 2.15, б, в, г). Системы прямой и обратной последовательности отличаются чередованием фаз. В системе нулевой последовательности все три вектора (A_0, B_0, C_0) одинаковой величины и совпадают по фазе.

Каждый из заданных векторов \dot{A}, \dot{B} и \dot{C} несимметричной системы можно представить в виде геометрической суммы трех его симметричных составляющих:

$$\begin{aligned}\dot{A} &= \dot{A}_1 + \dot{A}_2 + \dot{A}_0; \\ \dot{B} &= \dot{B}_1 + \dot{B}_2 + \dot{B}_0; \\ \dot{C} &= \dot{C}_1 + \dot{C}_2 + \dot{C}_0.\end{aligned}\tag{2.77}$$

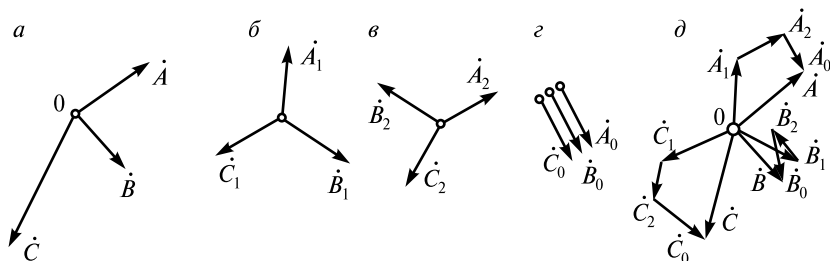


Рис. 2.15. Векторные диаграммы:

а — несимметричной трехфазной системы; б — прямой; в — обратной; г — нулевой последовательности; д — сложение векторов прямой, обратной и нулевой последовательности

На рис. 2.15, *д* исходные векторы \vec{A} , \vec{B} и \vec{C} получены из симметричных составляющих методом векторного сложения. В результате сложения получаем исходную несимметричную систему (см. рис. 2.15, *а*).

2.8. Методы ограничения токов короткого замыкания

За последние десятилетия токи к.з. в электрических системах значительно возросли. Возникла необходимость замены оборудования электроустановок, которое не отвечает току к.з. Во многих случаях электрооборудование и сечение кабелей электросети приходится выбирать не по условиям нормального режима работы, а исходя из обеспечения устойчивости работы их при коротких замыканиях. Замена оборудования, применение оборудования и кабелей, рассчитанных на большие токи, приводит к значительным затратам. В некоторых случаях токи к.з. могут быть настолько велики, что вообще оказывается затруднительным или даже невозможным выбор оборудования и кабелей, устойчивых при к.з.

В мощных электроустановках применяют искусственные меры ограничения токов к.з., что позволяет применять более дешевое электрооборудование. В общем случае ограничение токов к.з. достигается методами, связанными с увеличением сопротивления цепи к.з. или с осуществлением раздельной работы источников питания (пассивные методы), либо путем включения последовательно в цепь специальных токоограничивающих сопротивлений (активные методы).

Пассивные методы ограничения токов к.з. не связаны с дополнительными капитальными затратами и сводятся к отказу от параллельной работы генераторов электростанций, понижающих трансформаторов подстанций, линий питающей электросети и применению трансформаторов с расщепленными обмотками. Однако при этом теряется преимущество совместной работы. В настоящее время для ограничения токов короткого замыкания применяют автоматическое деление системы при к.з. Такое деление позволяет ограничить ток к.з., сохраняя при этом преимущества совместной работы станции в энергосистеме в нормальных условиях. С этой целью предусматривают автоматические устройства, срабатывающие при к.з. и отключающие секционные выключатели Q (рис. 2.16).

На рис. 2.16, *а* сплошными линиями показаны пути прохождения тока к.з. от генератора $G1$ I_{k1} и $G2$ I_{k2} через трансформаторы

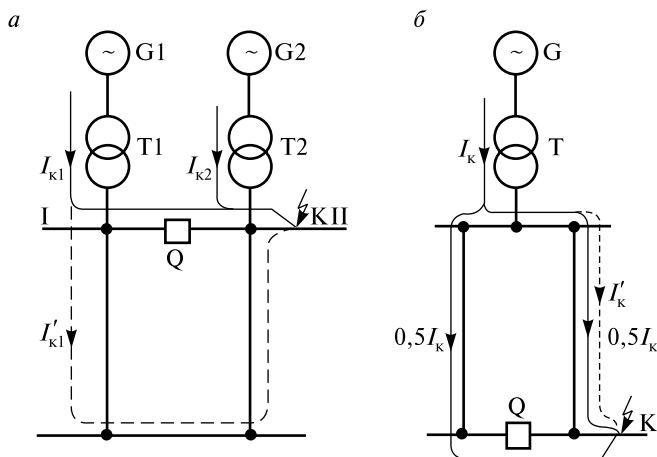


Рис. 2.16. Схема секционирования сети:
а — со стороны источников питания; *б* — со стороны потребителей

T1 и *T2* до отключения секционного выключателя *Q* и штриховой линией — тока I'_{k1} после отключения *Q*. На рис. 2.16, *б* выключатель *Q* секционирует шины потребителя при возникновении к.з. и ток к.з. снижается от I_k (показан сплошными линиями) до I'_k (штриховая линия).

На рис. 2.17 трансформатор с расщепленной обмоткой низшего напряжения ограничивает ток I_{k1} после отключения секционного выключателя *Q* при возникновении короткого замыкания на одной из секций шин генераторного напряжения. Полный ток к.з. $I_k = I_{k1} + I_{k2}$ оказывается меньше, чем до отключения выключателя *Q*.

Таким образом, отключение секционных выключателей в рассмотренных случаях приводит к снижению токов короткого замыкания. В кольцевых электросетях для уменьшения токов короткого замыкания можно держать кольцо линий нормально разомкнутым на одной из подстанций сети или размыкать его при возникновении к.з.

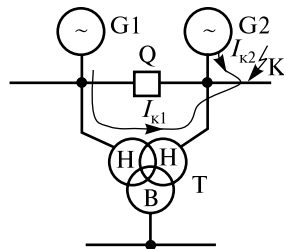


Рис. 2.17. Схема секционирования с применением трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения

Активные методы ограничения токов к.з. основаны на применении реакторов, представляющих собой однофазную индуктивную катушку без сердечника с постоянной индуктивностью. Реакторы включаются последовательно во все три фазы. Они характеризуются номинальным напряжением $U_{\text{ном.р}}$, номинальным током $I_{\text{ном.р}}$ и относительным индуктивным сопротивлением в процентах $X_p\%$. Величина последнего определяется по формуле

$$X_p\% = \frac{\sqrt{3}X_p I_{\text{ном.р}}}{U_{\text{ном.р}}} \cdot 100, \quad (2.78)$$

где $X_p = \omega L_p$ — индуктивное сопротивление реактора. Активным сопротивлением реактора в расчетах обычно пренебрегают вследствие его малой величины.

Реакторы могут включаться между секциями шин распределительных устройств (секционные) и на отходящих от шин кабельных линиях (линейные). На воздушных линиях реакторы не устанавливаются из-за большого индуктивного сопротивления линий.

На рис. 2.18 показаны схемы включения секционного (рис. 2.18, а) и линейного (рис. 2.18, б) реакторов. Такие реакторы называют однарными. Наряду с ними, получили применение сдвоенные реакторы (рис. 2.18, в), которые имеют две катушки на фазу, включенные согласно, и имеющие третий вывод от средней точки обмотки. Средним выводом реактор LR присоединяется к источнику энергии G . У сдвоенного реактора благодаря глубокой индуктивной связи между ветвями результирующее индуктивное сопротивление в нор-

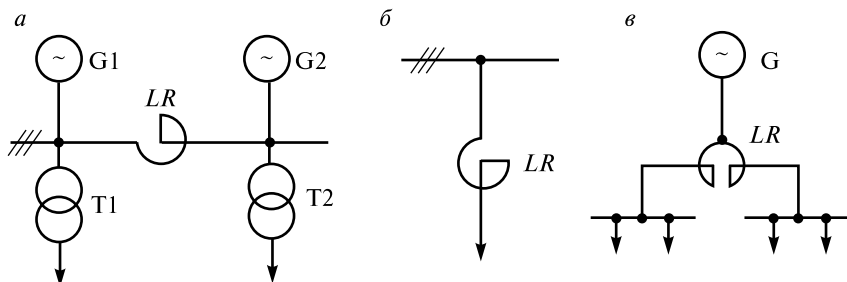


Рис. 2.18. Схема включения реакторов:
а — секционного; б — линейного; в — сдвоенного

мальном режиме существенно меньше, чем при к.з. Это свойство сдвоенного реактора обычно используют для уменьшения падения напряжения в нормальном режиме и ограничения токов при к.з.

Включение реакторов в линии электросети, наряду с уменьшением токов к.з., обеспечивает необходимое остаточное напряжение $U_{ост}$ при к.з. за реакторами в точке К (рис. 2.19). $U_{ост}$, равное падению напряжения на реакторе $\Delta U_{кр}$ при протекании по нему тока к.з., должно составлять 65–70 % от номинального напряжения на шинах $U_{ном}$ в нормальном режиме работы ($\Delta U_{кр} = U_{ост} = 0,65 U_{ном}$). Такое остаточное напряжение может обеспечить бесперебойную работу потребителей, питающихся от шин по другим линиям.

На рис. 2.20 представлен бетонный реактор РБА с обмоткой из многожильного изолированного алюминиевого провода. Обмотку укладывают на специальном каркасе горизонтальными и вертикальными рядами и заливают в особой форме бетоном. Бетонные стойки после затвердевания придают обмотке необходимую механическую прочность. Фазы реактора устанавливают на фарфоровых изоляторах.

Сдвоенные реакторы РБАС (бетонный, с алюминиевой обмоткой, сдвоенный) имеют конструкцию, аналогичную одинарным реакторам, с той лишь разницей, что у первых имеются средние выводы обмоток, разделяющих их на две половины с одинаковым числом витков.

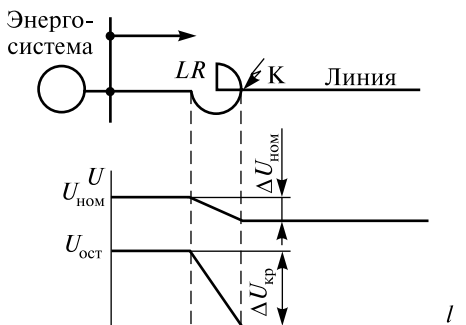


Рис. 2.19. Распределение напряжения в сети с реактором при нагрузке и к.з.

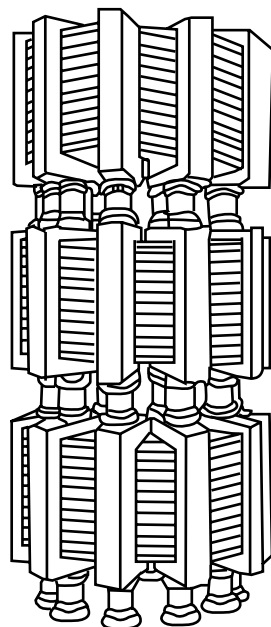


Рис. 2.20. Трехфазный бетонный реактор

Потери мощности в реакторах относительно малы. Однако обмотки реакторов нагреваются. Выделяющееся тепло отводится в окружающую среду. Сечение проводов обмотки выбирают с таким расчетом, чтобы температура обмотки в наиболее нагретых точках не превышала допустимую температуру для применяемой изоляции обмоток. При внутренней установке реакторов необходимо обеспечить вентиляцию помещения. В особо тяжелых условиях применяют принудительное охлаждение с помощью вентиляторов.

Глава 3. СИЛОВЫЕ И ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

3.1. Силовые трансформаторы

Силовые трансформаторы служат для преобразования электрической энергии одного напряжения в энергию другого напряжения. Они являются основным оборудованием электрических подстанций. Электроэнергия, вырабатываемая на электростанциях, при передаче к потребителям претерпевает многократную трансформацию в повышающих и понижающих трансформаторах. Передача электроэнергии на большие расстояния более экономична на высоком напряжении. Принято считать, что экономически целесообразно передавать электроэнергию на расстояние до 1 км напряжением 1 кВ, а на 35—50 км — напряжением 35 кВ. Мощность трансформаторов, установленных в электроэнергетических системах, превышает установленную мощность генераторов в 4-5 раз. Несмотря на относительно высокий КПД трансформаторов стоимость энергии, теряемой ежегодно в них, составляет значительную сумму. Необходимо стремиться к уменьшению числа ступеней трансформации, уменьшению установленной мощности трансформаторов.

Трансформаторы изготавливают однофазными и трехфазными, двух- и трехобмоточными. Преимущественное применение в системах и сетях имеют трехфазные трансформаторы, экономические показатели которых выше показателей групп из однофазных трансформаторов. Группы из однофазных трансформаторов применяют только при самых больших мощностях и напряжениях 500 кВ и выше в целях уменьшения массы для транспортировки от места изготовления до места установки. Однофазные трансформаторы применяются также на тяговых подстанциях при электрификации железных дорог переменным током.

Трансформаторы и автотрансформаторы имеют номинальные мощности кратные следующим значениям: 1; 1,6; 2,5; 4; 6,3 кВ·А.

В старых электроустановках могут встречаться трансформаторы иной мощности.

Масляные трансформаторы. На рис. 3.1 показано устройство и компоновка основных частей силового масляного трансформатора третьего габарита. Основой конструкции трансформатора служит активная часть, состоящая из магнитопровода 17 с расположенными на нем обмотками 21 высшего (ВН) и низшего (НН) напряжения, находящимися под обмотками ВН на стержнях магнитопровода; отводов НН 16 и ВН 18 и переключающего устройства 6. Магнитопровод, набранный из отдельных тонких листов трансформаторной стали с жаропрочным изоляционным покрытием, стягивается ярмовыми балками 19 и шпильками, пропущенными через сквозные отверстия стержней магнитопровода и ярмовых балок. Активная часть расположена внутри бака трансформатора, полностью заполненного трансформаторным маслом.

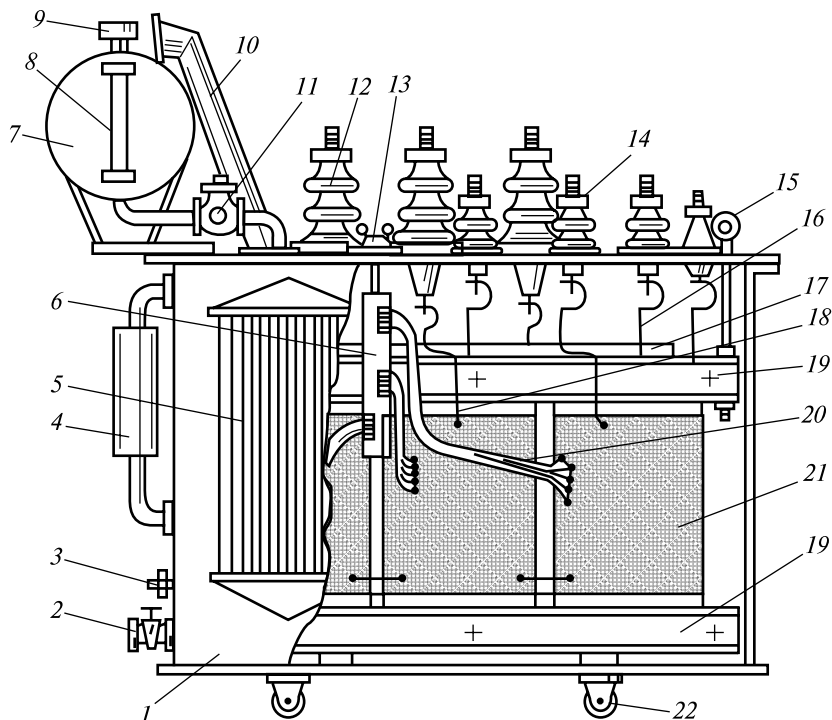


Рис. 3.1. Устройство силового масляного трансформатора третьего габарита

Переключающее устройство *б* обмоток трансформатора служит для ступенчатого изменения напряжения в определенных пределах, поддержания номинального напряжения на зажимах обмотки НН при его изменении. С этой целью обмотки ВН трансформаторов снабжают регулировочными ответвлениями *20*, которые присоединяют к переключателям *б*. Необходимость регулирования вызвана тем, что в электросистемах возможны различные отклонения от нормального режима электроснабжения, приводящие к неэкономичной работе приемников электроэнергии.

В трансформаторах могут быть два вида переключателей ответвления: регулирование под нагрузкой (РПН) и без нагрузки (после отключения трансформатора), т.е. переключение без возбуждения (ПБВ). Переключающее устройство приводится в действие с помощью привода *13*, расположенного на крышке бака *1* трансформатора.

Отводами *16* и *18* называются соединительные провода, идущие от концов обмоток НН и ВН к вводам НН *14* и ВН *12*.

Бак трансформатора представляет собой стальной резервуар овальной формы, заполненный трансформаторным маслом, с погруженной в него активной частью трансформатора. Масло, являясь охлаждающей средой, отводит тепло, выделяющееся в обмотках и магнитопроводе, и отдает его в окружающую среду через стенки и крышку бака. Кроме охлаждения, масло служит для повышения уровня изоляции между токоведущими частями и заземленным баком. Для увеличения поверхности охлаждения баки делают ребристыми, вваривают в них трубы или снабжают съемными радиаторами *5*. В нижней части бака имеется кран для слива масла *2*, специальный кран *3* для отбора проб масла, а в днище — пробка для спуска осадков. Ко дну бака трансформатора массой выше 800 кг приваривают тележку с поворотными катками *22*, позволяющими изменять направление передвижения трансформатора с поперечного на продольное. Для подъема трансформатора на верхних ярмовых балках крепятся подъемные шпильки с рым-кольцами *15*.

Термосифонный фильтр *4* крепится к баку трансформатора двумя патрубками с фланцами и промежуточными плоскими кранами. Фильтр предназначен для поддержания изоляционных свойств масла, а следовательно, продления срока его службы. Он представляет собой цилиндрическое устройство, заполненное активным матери-

алом — сорбентом, который поглощает продукты старения трансформаторного масла. Работа фильтра основана на термосифонном принципе: более нагретое масло верхних слоев попадает в фильтр, охлаждается и опускается вниз, непрерывно при этом очищаясь.

Кроме вводов *12* и *14*, на крышке бака размещены, расширитель *7*, выхлопная труба *10*, газовое реле *11*.

Вводы представляют собой фарфоровые проходные изоляторы, к которым в баке крепятся выводы обмоток трансформатора, а снаружи — токоведущие части распределительных устройств. Внутри бака вводы имеют гладкую поверхность, а наружные части вводов, работающие в тяжелых условиях (под дождем, снегом, в загрязненном воздухе), отличаются более развитой поверхностью (имеют зонтообразные ребра) для увеличения пути поверхностного электрического разряда по фарфору и электрической прочности ввода. В настоящее время в качестве материала вводов используются также полимерные материалы.

Расширитель *7* служит для компенсации колебаний уровня масла в трансформаторе при изменении температуры, а также для уменьшения площади соприкосновения открытой поверхности масла с воздухом, защиты его от преждевременного окисления кислородом воздуха и увлажнения. Расширитель представляет собой цилиндрический бак, закрепленный с помощью кронштейна на крышке трансформатора. Расширитель сообщается с баком трансформатора трубой, не выступающей ниже внутренней поверхности крышки трансформатора и заканчивающейся внутри расширителя выше его дна во избежание попадания осадков масла в бак. Объем расширителя должен обеспечивать постоянное наличие в нем масла во всех режимах работы трансформатора как в летних, так и в зимних условиях.

Для наблюдения за маслом на боковой стенке расширителя устанавливают маслоуказатель *8*, выполненный в виде стеклянной трубки в металлической оправе. Воздухоосушитель *9* предназначен для поглощения влаги из воздуха, поступающего в расширитель. Он, устанавливается на расширителе трансформатора, имеет металлический корпус, заполненный силикагелем, отбирающим влагу у воздуха, поступающего в расширитель при понижении уровня масла.

Газовое реле *11* встраивают в рассечку трубы, соединяющей бак трансформатора с расширителем. Оно защищает трансформатор при

внутренних повреждениях, связанных с выделением газа или утечкой масла из бака.

Повреждения внутри трансформатора, сопровождаемые электрической дугой, приводят к интенсивному разложению масла с образованием большого количества газа и, как следствие, резкому повышению давления внутри бака; бак при этом может разорваться и возникнуть пожар. Выхлопная труба 10, устанавливаемая на крышке бака трансформатора, закрыта стеклянным диском. При повышении давления внутри бака стекло лопаается и газы вместе с маслом выбрасываются наружу раньше, чем произойдет деформация бака.

Сухие трансформаторы изготавливают мощностью до 16 МВ·А. В таких трансформаторах используется не масляная, а твердая литая изоляция, состоящая из эпоксидной смолы, отвердителя и активного порошкового наполнителя из кремнезема (диоксида кремния). Размеры и масса активных частей сухих трансформаторов по сравнению с масляными той же мощности значительно больше, но для них не требуется бак, расширитель и другие устройства, как в масляных трансформаторах.

Устройство остова и обмоток сухого трансформатора аналогично устройству масляного. Трансформаторы имеют два типа исполнения: без защитного кожуха и в металлическом кожухе.

На рис. 3.2 изображен трехфазный силовой сухой трансформатор 1. Обмотка высшего напряжения (ВН) 9 трансформатора соединяется в треугольник с помощью соединительных шин 2, имеет отпайки 3 для регулирования напряжения. Шины или кабели присоединяются к обмотке ВН в верхней части соединительных шин 4. Обмотка низшего напряжения (НН) 8 соединяется в звезду. Она имеет выводы 6 для подключения шин или кабелей. Магнитный сердечник 7

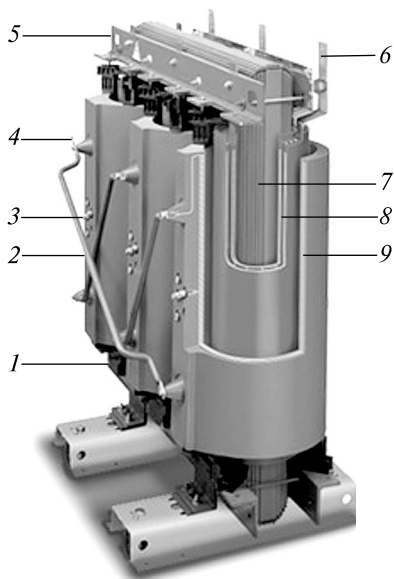


Рис. 3.2. Устройство силового сухого трансформатора

изготавливается из листов кремнийсодержащей стали, стягивается ярмовыми балками 5 и шпильками.

Широко применяются также трансформаторы напряжения с литой изоляцией. Заземляемые трансформаторы напряжения ЗНОЛ.06 имеют пять исполнений по номинальному напряжению: 6, 10, 15, 20 и 24 кВ. Такие трансформаторы обладают небольшой массой, пожаробезопасны. Они предназначены для замены масляных трансформаторов НТМИ и ЗНОМ, а трансформаторы серии НОЛ.08 — для замены НОМ-6 и НОМ-10.

Сухие трансформаторы, имеющие естественное воздушное и дутьевое охлаждение, менее огнеопасны, чем масляные, поэтому их устанавливают в закрытых помещениях.

Сухие трансформаторы с литой изоляцией обладают рядом преимуществ над масляными:

- экологическая безопасность: отсутствие в трансформаторе масла устраняет угрозу загрязнения окружающей среды при его утечке; отсутствие токсичных и едких газов, в случае пожара, также уменьшает угрозу загрязнения окружающей среды;

- безопасность при эксплуатации: обмотки трансформаторов не горючи и не могут быть источником пожара; в случае пожара от внешнего источника самогасящая смола не поддержит горение и обеспечит противопожарный эффект;

- небольшие габаритные размеры, чем обеспечивается возможность установки трансформатора большей мощности в существующем трансформаторном отсеке, например, при реконструкции подстанции;

- не требуется дополнительных мер противопожарной безопасности в местах установки трансформаторов;

- трансформатор устойчив к воздействию сырости и влаги;

- минимальные эксплуатационные затраты, так как отсутствует необходимость в периодической проверке и замене диэлектрической жидкости (трансформаторного масла);

- высокая надежность в работе; одним из основных параметров, определяющих надежную работу сухих трансформаторов с литой изоляцией является стойкость к перенапряжениям.

Группа соединения обмоток трансформаторов имеет не только большое значение для получения результирующего напряжения, но и определяет направление векторов напряжений первичной и вторичной обмоток. Стандартом предусмотрены разные группы соеди-

нения обмоток трансформаторов. За единицу группы принят угол смещения вектора линейного напряжения обмотки НН относительно соответствующего вектора линейного напряжения обмотки ВН, равный 30° . Смещение отсчитывают от вектора линейного напряжения ВН по часовой стрелке.

Начала фазных обмоток ВН трехфазных трансформаторов обозначают прописными латинскими буквами A, B, C ; концы — буквами X, Y, Z . Начала обмоток НН обозначают строчными латинскими буквами a, b, c , концы — буквами x, y, z . Для трехобмоточных трансформаторов начала обмоток среднего напряжения (СН) обозначают буквами A_m, B_m, C_m , концы — буквами X_m, Y_m, Z_m .

Фазные обмотки трехфазных трансформаторов могут быть соединены в звезду (Υ), треугольник (Δ) или зигзаг (Υ). Эти схемы в тексте обозначают буквами У, Д и З.

В схеме соединения обмоток трансформатора ответвление нейтрالي, сделанное на внешний зажим, обозначается буквой N .

Схемы и группы соединения обмоток приведены в табл. 3.1.

Система обозначения трансформаторов. Для отличия по конструкции, назначению, мощности, напряжению и другим призна-

Таблица 3.1

Схемы и группы соединения двухобмоточных трансформаторов, векторные диаграммы направлений холостого хода

Схемы соединения обмоток		Группы	Условные обозначения	Векторные диаграммы напряжения	
ВН	НН			ВН	НН
		0	$\Upsilon/\Upsilon-11$		
		11	$\Upsilon/\Delta-11$		
		11	$\Delta/\Upsilon-11$		

кам трансформаторы подразделяют на типы. Каждому типу присваивают обозначения, состоящие из букв и цифр.

Буквенные обозначения по конструктивному выполнению:

А — автотрансформатор (понижающий — А в начале обозначения, повышающий — А в конце);

Т — трехфазный; О — однофазный;

Р — с расщепленной обмоткой НН;

Т — трехобмоточный (вторая буква Т в обозначении трехфазного трансформатора).

Буквенное обозначение по видам охлаждения:

С — сухой (естественное воздушное);

М — масляный (естественное масляное);

Д — дутьевой (принудительная циркуляция воздуха при охлаждении радиаторов вентиляторами);

ДЦ — дутьевой, с принудительной циркуляцией масла через охладитель с помощью насоса;

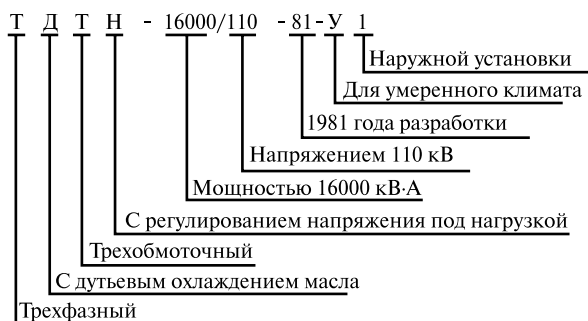
МЦ — масляный, с принудительной циркуляцией масла и естественной — воздуха.

Буквенное обозначение при наличии регуляторов напряжения:

Н — с регулированием напряжения под нагрузкой (наличие РПН);

Число в числителе после буквенного обозначения указывает мощность трансформатора в кВ·А, в знаменателе — класс напряжения обмотки ВН в кВ. В условном обозначении указывают также год разработки конструкции, климатическое исполнение и категорию размещения трансформатора (1 — на открытом воздухе, 3 — в закрытом помещении).

Пример обозначения типа трансформатора и его расшифровка:



3.2. Трансформаторы напряжения

Измерительные трансформаторы напряжения применяют в установках переменного тока напряжением 380 В и выше для питания обмоток напряжения измерительных приборов и реле защиты, расширения пределов измерения приборов, изоляции их и реле от высокого первичного напряжения.

Трансформаторы понижают напряжение, приложенное к первичной обмотке, до величины 100 В или $100 / \sqrt{3}$ В, что позволяет унифицировать конструкции измерительных приборов и реле, а шкалы приборов градуировать с учетом коэффициента трансформации в соответствии с измеряемым первичным напряжением. Такие приборы и реле имеют простую конструкцию, дешевы, надежны и могут обладать высокой точностью измерения.

Включение приборов и реле через трансформаторы напряжения обеспечивает безопасность их обслуживания и позволяет устанавливать их на значительном расстоянии от цепей высокого напряжения. По принципу выполнения, схемам включения и особенностям работы трансформаторы напряжения ничем не отличаются от силовых понижающих трансформаторов. Они состоят из стального сердечника, набранного из пластин листовой электротехнической стали, первичной обмотки и одной или двух вторичных обмоток. На рис. 3.3 показан однофазный трансформатор напряжения TV, подключенный первичной обмоткой W_1 к сети напряжением U_1 ; ко вторичной обмотке W_2 подключены параллельно вольтметр PV, реле напряжения KV и счетчик активной энергии PI на напряжение U_2 .

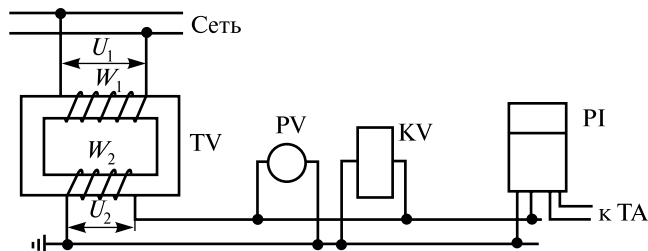


Рис. 3.3. Схема подключения приборов и реле к сети через однофазный трансформатор напряжения

Важным параметром, характеризующим преобразование напряжения трансформатором напряжения, является его номинальный коэффициент трансформации:

$$K_{U_{\text{ном}}} = \frac{U_{1_{\text{ном}}}}{U_{2_{\text{ном}}}} = \frac{W_1}{W_2}, \quad (3.1)$$

где $U_{1_{\text{ном}}}$ и $U_{2_{\text{ном}}}$ — номинальные первичное и вторичное напряжения, В;
 W_1 и W_2 — число витков первичной и вторичной обмоток трансформатора напряжения.

Важнейшим требованием, предъявляемым к трансформаторам напряжения, является требование точности измерения, т.е. необходимость возможно меньшей погрешности, вносимой в измерения. Погрешность, которую вносит трансформатор при измерении напряжения, возникающая вследствие того, что действительный коэффициент трансформации K_U отличается от номинального $K_{U_{\text{ном}}}$, выражается в процентах:

$$\Delta U = \frac{K_{U_{\text{ном}}} U_2 - U_1}{U_1} \cdot 100\%, \quad (3.2)$$

где U_1 и U_2 — действительные значения первичного и вторичного напряжения, В.

Кроме погрешности в величине напряжения ΔU трансформатор напряжения вносит и угловую погрешность δ , которая представляет собой угол между вектором первичного напряжения U_1 и повернутым на 180° вектором вторичного напряжения U_2 .

Погрешность трансформатора напряжения в величине напряжения вносит ошибку в показаниях всех измерительных приборов. По величине ошибки в процентах трансформаторы напряжения делятся на четыре класса точности (табл. 3.2). Класс точности — погрешность, выраженная в процентах.

Таблица 3.2

Предельно допустимые погрешности трансформаторов напряжения

Класс точности	Наибольшая погрешность	
	по напряжению, %	угловая, мин
0,2	$\pm 0,2$	± 10
0,5	$\pm 0,5$	± 20
1	± 1	± 40
3	± 3	Не нормируется

Трансформаторы напряжения класса точности 0,2 применяют в качестве образцовых, а также для точных измерений в лабораториях. Для подключения счетчиков коммерческого расчета используют трансформаторы класса точности 0,5, щитовых измерительных приборов — классов 1 и 3. Требования, предъявляемые к трансформаторам для релейной защиты, зависят от вида защиты: здесь могут быть использованы трансформаторы классов 0,5; 1 и 3.

Для каждого класса точности устанавливается номинальная мощность вторичной обмотки трансформатора $S_{2ном}$, при которой его погрешность при номинальном первичном напряжении не превышает значений, указанных в табл. 3.2. С увеличением вторичной нагрузки трансформатора погрешность возрастает и класс точности снижается. Наивысший класс точности является номинальным.

Кроме номинальной мощности, каждый трансформатор напряжения характеризуется максимальной мощностью, которую он может обеспечить, длительно работая вне классов точности в качестве понижающего силового трансформатора без недопустимого перегрева обмоток.

Классификация и системы обозначения. По конструкции и области применения трансформаторы напряжения классифицируются:

- по роду установки — для внутренней и наружной установки;
- по способу изоляции — с сухой и масляной изоляцией;
- по числу фаз — одно- и трехфазные (трехстержневые и пятистержневые);
- по числу вторичных обмоток — с одной и двумя обмотками;
- по количеству высоковольтных вводов однофазных трансформаторов — с одним вводом для подключения на фазное напряжение и двумя вводами для подключения на линейное напряжение.

Каждому типу трансформатора напряжения присваиваются буквенно-цифровые условные обозначения:

- Н — трансформатор напряжения;
- Т — трехфазный; О — однофазный;
- З — с заземленной первичной обмоткой (с одним вводом обмотки ВН);
- С — сухой (сухая изоляция обмоток ВН и НН);
- М — масляный (с бумажной изоляцией, погруженной в масло);
- Л — литой (с литой смоляной изоляцией);
- К — каскадный (однофазный на 110 кВ и выше);

К — с компенсирующей обмоткой для уменьшения угловой погрешности (трехфазный);

И — пятистержневой, с обмоткой для контроля изоляции фаз сети;

Ф — в фарфоровом корпусе;

— первая группа цифр — класс напряжения обмотки ВН в киловольтах;

— вторая группа цифр — год разработки конструкции.

Конструктивное исполнение. На рис. 3.4, а, б показаны внешний вид и выемная часть трансформатора НОМ-10 (трансформатор напряжения однофазный масляный 10 кВ), предназначенного для измерения линейного напряжения. Он состоит из бака 4, заполненного трансформаторным маслом и закрытого крышкой, на которой закреплены выводы обмоток НН 1 и ВН 5, расположена пробка 8 для долива масла, закреплен болт 2 для заземления трансформатора. На магнитопроводе 7 расположены обмотки 6. Магнитопровод однофазный, броневого типа. Обмотки слоистые, намотанные на ци-

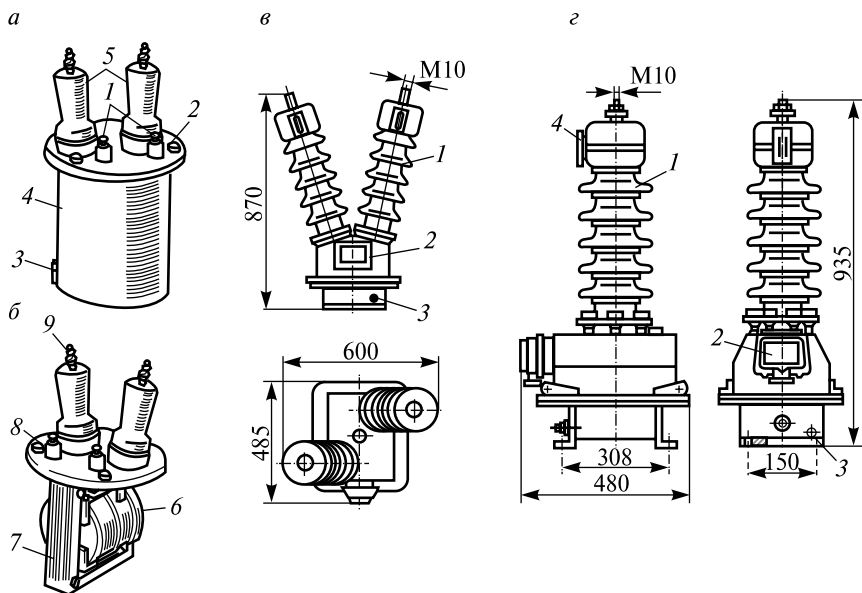


Рис. 3.4. Однофазные трансформаторы напряжения:
а — общий вид НОМ-10; б — выемная часть; в — общий вид НОМ-35; з — общий вид ЗНОМ-35

линдр из электрокартона одна поверх другой (сверху — обмотка ВН, внутри — обмотка НН). Такой трансформатор имеет значительные размеры и массу (высота 495 мм, масса — 36 кг). По мере повышения напряжения размеры, масса и стоимость трансформаторов такой конструкции быстро увеличиваются.

В современных конструкциях трансформаторов напряжения применяют однородную изоляцию из бумаги, пропитанной маслом, которая является продолжением изоляции обмоток и входит в фарфор высоковольтных вводов. Масло в изоляторах сообщается с маслом в кожухе, поэтому воздушное пространство под крышкой отсутствует, что ведет к резкому уменьшению количества масла.

На рис. 3.4, *в*, *г* приведен внешние виды *трансформаторов НОМ-35-66* (напряжения однофазный масляный 35 кВ) и *ЗНОМ-35-65*. Последний имеет один ввод ВН 1, изолированный на полное напряжение фазы, конец обмотки присоединен к заземленному кожуху (буква З в типе трансформатора). Вводы вторичных обмоток трансформаторов НОМ-35 и ЗНОМ-35 расположены в коробке 2. Заземление кожухов осуществляется путем соединения болта 3 с контуром заземления электроустановки. Уровень масла в высоковольтных вводах контролируется с помощью маслоуказателя 4.

Для напряжений 110 кВ и выше выпускают *каскадные трансформаторы напряжения НКФ* с фарфоровым корпусом. На рис. 3.5 представлены общий вид и схема такого трансформатора типа НКФ-110. Трансформатор состоит из фарфорового цилиндрического корпуса 4, смонтированного на транспортной тележке с катками 5. В верхней части расположен расширитель 2 с маслоуказателем 3 и вводом, к которому присоединяется начало обмотки ВН, а ее конец — к транспортной тележке. Вводы вторичной обмотки 7 находятся в коробке 6. По углам тележки установлены четыре подъемных рымболта 1. Обмотка ВН трансформатора (рис. 3.5, *б*) состоит из двух секций 8 и 9, каждая из которых намотана на своем сердечнике 10 и 11. Средние точки секций первичной обмотки соединены с сердечниками.

На каждую секцию обмотки при разомкнутой цепи вторичной обмотки 12 (холостой ход трансформатора) приходится половина напряжения фазы. Сердечники изолируют друг от друга на напряжение $U_{\phi}/2$, а крайние витки секций от сердечников — только на $U_{\phi}/4$. Такое облегчение изоляции между секциями и их сердечни-

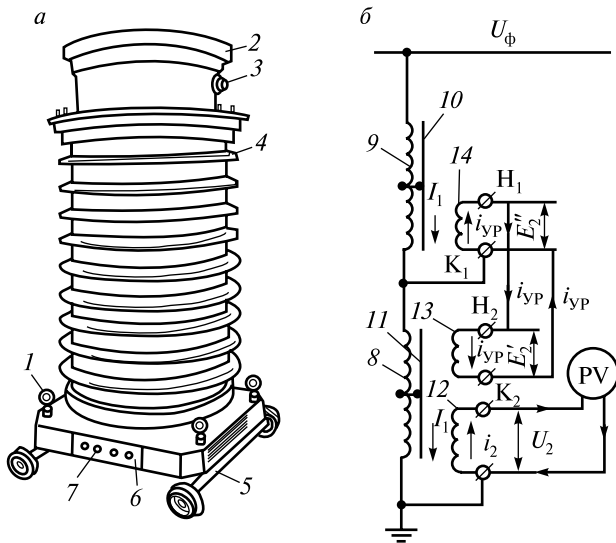


Рис. 3.5. Каскадный трансформатор напряжения НКФ-110:
a — общий вид; *б* — электрическая схема

ками способствует снижению габаритов и массы трансформатора и уменьшению его стоимости. Вторичная обмотка 12 располагается на нижнем сердечнике и дает напряжение $U_2 = 100/\sqrt{3}$ В (дополнительная обмотка, не показанная на схеме, дает $100/3$ В). При включении во вторичную обмотку приборов, например вольтметра PV, происходит размагничивание сердечника секции 8 магнитным потоком вторичной обмотки и снижение сопротивления секции. Это приводит к неравномерному распределению напряжения между секциями, вольтметр PV будет давать заниженные показания, так как на обмотке 8 напряжение будет меньше $U_{\Phi}/2$. Для выравнивания напряжений на секциях применяют уравнивательные обмотки 13 и 14, расположенные на разных сердечниках и соединенные между собой параллельно (H_1-H_2 ; K_1-K_2). В обмотке 13 создается напряжение ниже, чем в обмотке 14, что приводит к возникновению уравнивательного тока i_{yp} . Магнитный поток, создаваемый током i_{yp} подмагничивает сердечник секции 8, увеличивая ее индуктивное сопротивление, и размагничивает сердечник секции 9, снижая ее сопротивление. Таким образом происходит выравнива-

ние сопротивлений и, следовательно, напряжений на секциях при любой нагрузке вторичной обмотки.

Трансформаторы напряжения типа НКФ на напряжения выше 110 кВ собираются из одинаковых элементов, соединяемых последовательно и размещаемых по два в одном фарфоровом корпусе.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ (до 20 кВ включительно) используют *трехфазные трансформаторы напряжения НТМК и НТМИ*. Трансформаторы типа НТМК (напряжения, трехфазный, масляный, компенсированный) имеют трехстержневой сердечник. На каждом стержне размещены обмотки ВН и НН одной фазы (рис. 3.6, а). Основные витки каждой фазы обмотки ВН соединены с небольшим числом витков другой фазы, чем достигается поворот вектора первичного напряжения на угол, соответствующий угловой погрешности. Трансформаторы типа НТМК могут быть использованы только для измерения линейных напряжений электроустановки.

На рис. 3.6, б приведена схема подключения трансформатора типа НТМИ (напряжения, трехфазный, масляный, для контроля изоляции) к шинам электроустановки и приборов к нему. Транс-

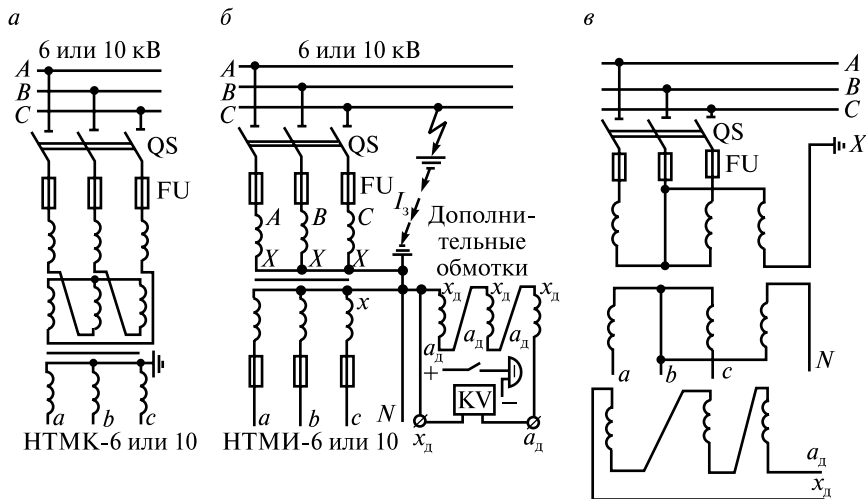


Рис. 3.6. Схемы соединения обмоток трехфазных трансформаторов напряжения:
 а — НТМК; б — НТМИ; в — НАМИ

форматор выполняется с пятистержневым сердечником, крайние стержни которого обеспечивают замыкание в них магнитных потоков нулевой последовательности, соответствующих напряжениям и токам нулевой последовательности при замыканиях на землю.

Первичные и основные вторичные обмотки трансформаторов типа НТМИ соединяют в звезду с заземленной нейтралью, что позволяет включать измерительные приборы и реле на линейные и фазные напряжения. Дополнительные вторичные обмотки соединяют в разомкнутый треугольник. В нормальном режиме работы сумма напряжений трех фаз треугольника равна нулю и напряжение на разомкнутых выводах треугольника отсутствует. При замыкании на землю одной из фаз сети шунтируется обмотка ВН этой фазы трансформатора, ток в ней отсутствует, не наводится напряжение и в обмотке этой фазы разомкнутого треугольника. Суммарное напряжение двух других неповрежденных фаз появляется на реле контроля изоляции KV, которое своими контактами замыкает цепь звуковой сигнализации.

Первичные обмотки трансформатора напряжения оказываются под линейным напряжением, так как нейтраль трансформатора связана с фазой, на которой произошел пробой изоляции. Вольтметры фаз *A* и *B*, включенные на фазное напряжение, покажут линейное напряжение, а фазы *C* — ноль. По нулевому показанию вольтметра определяют фазу, в которой произошел пробой изоляции на землю.

Работа сети напряжением 6—35 кВ с изолированной нейтралью при однофазном замыкании на землю допускается, но персонал должен немедленно приступить к отысканию места повреждения и устранить его в кратчайший срок. При замыкании на землю в обмотке статора электродвигателя напряжением выше 1 кВ, последний должен быть немедленно отключен, если ток замыкания на землю превышает 5 А. Если ток замыкания не превышает 5 А, допускается работа не более 2 ч, по истечении которых машина должна быть отключена.

На рис. 3.6, *в* изображена схема подключения *трансформатора НАМИ* (напряжения, активизированный, масляный, для контроля изоляции) к шинам 6 или 10 кВ. Трансформатор обеспечивает измерение трех линейных и трех фазных напряжений на выводах *a*, *b*, *c*, *N* и напряжения нулевой последовательности на выводах дополнительной обмотки.

Трансформатор НАМИ, благодаря антирезонансным свойствам, имеет повышенную надежность и устойчивость к перемежающемуся дуговому замыканию сети на землю. Не требуя дополнительных мер, он выдерживает однофазные металлические замыкания сети на землю без ограничения длительности, а дуговые замыкания — в течение 8 ч.

Трансформатор представляет собой конструкцию, в которой в единое целое соединены два трехобмоточных трансформатора. Первичная обмотка одного из них используется для включения на линейные напряжения U_{AB} , U_{BC} .

Магнитопроводы этих двух трансформаторов с насаженными на них обмотками, соединенные с помощью ряда конструктивных деталей в единую конструкцию, представляют собой активную часть трансформатора, которая помещается в бак, заполненный трансформаторным маслом.

На рис. 3.7 приведены также схемы соединения однофазных трансформаторов напряжения и присоединения к ним приборов. При необходимости измерения напряжения между двумя фазами один трансформатор НОС или НОМ подключается на линейное напряжение (рис. 3.7, а). Если нужно подключать обмотки приборов и реле на любые линейные напряжения, применяют схему соединения трансформаторов в неполный (открытый) треугольник (рис. 3.7, б). Эта схема позволяет измерять непосредственно два линейных напряжения U_{AB} и U_{BC} . Она целесообразна во всех случаях, когда основную нагрузку составляют счетчики и ваттметры. Рассматриваемая схема позволяет получить и третье линейное напряжение U_{CA} .

Три однофазных трансформатора типа ЗНОМ или НКФ, включенные по схеме звезда с заземленной нейтралью высшего напряжения, представлены на рис. 3.7, в. Основные вторичные обмотки соединяются в звезду с заземленной нейтралью, что позволяет измерять напряжение трех фаз относительно земли вольтметрами PV_A , PV_B и PV_C , а также три линейных напряжения вольтметрами PV_{AB} , PV_{BC} и PV_{AC} . Дополнительные вторичные обмотки соединяются по схеме разомкнутого треугольника для подключения к нему реле контроля изоляции фаз сети КВ, как у трансформатора НТМИ (см. рис. 3.6, б). При пробое изоляции одной из фаз на зажимах a_d и x_d разомкнутого треугольника появляется напряжение

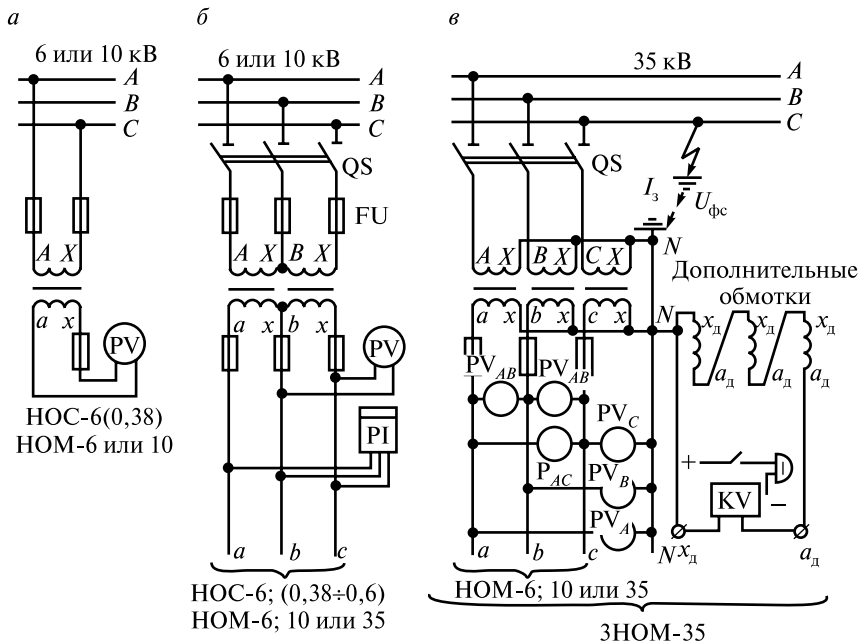


Рис. 3.7. Схемы соединения обмоток однофазных трансформаторов напряжения:

a — одного, типа НОС или НОМ; *б* — двух, в открытый (неполный) «треугольник»; *в* — трех, в «звезду» с заземленной нейтралью

100 В, реле контроля изоляции срабатывает и замыкает цепь звонка, сигнализирующего о пробое.

Выбор трансформаторов напряжения. Тип выбираемого трансформатора определяется назначением его в электроустановке. При необходимости контроля изоляции электроустановки в РУ-6 (10) кВ применяют трансформаторы типа НТМИ-10, в РУ-35 кВ — ЗНОМ-35, в других случаях можно использовать трансформаторы типа НОМ. В РУ-110 (220) кВ применяют трансформаторы типа НКФ.

Выбирают трансформаторы по величине рабочего напряжения распределительного устройства согласно условию

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{раб}}, \quad (3.3)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ — номинальное первичное напряжение трансформатора, кВ;

$U_{\text{раб}}$ — рабочее напряжение распределительного устройства, к шинам которого подключается трансформатор, кВ.

Выбранный трансформатор напряжения проверяют по классу точности согласно условию

$$S_{2\text{ном}} \geq S_{2\text{расч}}, \quad (3.4)$$

где $S_{2\text{ном}}$ — номинальная мощность вторичной обмотки трансформатора в соответствующем классе точности, В·А;

$S_{2\text{расч}}$ — мощность, потребляемая измерительными приборами и реле, подключенными к трансформатору, В·А.

При соединении двух однофазных трансформаторов в неполный (открытый) треугольник $S_{2\text{ном}} = 2S'_{2\text{ном}}$, а трех — в трехфазную звезду $S_{2\text{ном}} = 3S'_{2\text{ном}}$, где $S'_{2\text{ном}}$ — номинальная мощность одного однофазного трансформатора.

$$S_{2\text{расч}} = \sqrt{(\sum P_{\text{приб}})^2 + (\sum Q_{\text{приб}})^2}, \quad (3.5)$$

где $\sum P_{\text{приб}}$ — сумма активных мощностей приборов и реле, Вт;

$\sum Q_{\text{приб}}$ — сумма реактивных мощностей приборов и реле, вар.

Активная и реактивная мощность приборов и реле определяется по известной полной мощности $S_{\text{приб}}$ и коэффициенту мощности прибора $\cos\phi$ (дается в справочнике для каждого прибора или обмотки, если у прибора их несколько). В табл. 3.3 приведены данные некоторых измерительных приборов и реле.

Таблица 3.3

Данные измерительных приборов и реле

Наименование прибора	Тип	Число катушек в приборе	Мощность, потребляемая одной катушкой, В·А	Коэффициент мощности $\cos\phi$
Вольтметр	Э-378	1	2	1
Счетчик активной энергии	САЗУ-И670	2	4	0,38
Счетчик реактивной энергии	СР4У-И673	3	4	0,38
Реле напряжения	РН-50	1	1	1
Реле мощности	РБМ-171	1	35	1

Пример 3.1. Выбрать и проверить трансформатор напряжения для распределительного устройства напряжением 10 кВ, который должен обеспечить контроль изоляции фаз распределительного устройства и питание приборов, указанных на рис. 3.8: вольтметра PV с переключателем для измерения любого фазного и линейного напряжения; счетчиков активной PI и реактивной PK энергии, установленных для учета энергии четырех потребителей; двух реле напряжения KV1 и KV2.

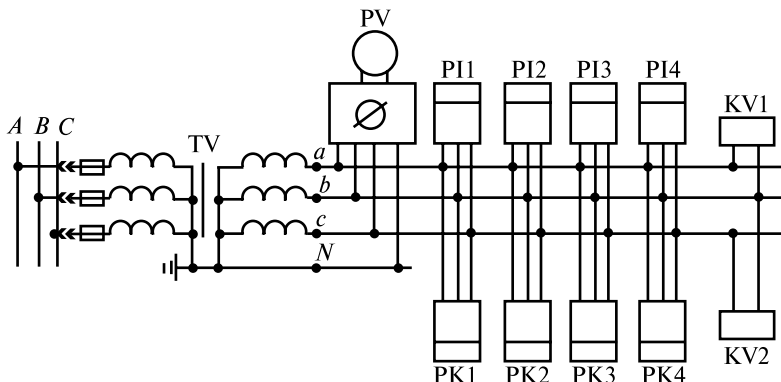


Рис. 3.8. Расчетная схема для проверки трансформатора напряжения

Выбираем трансформатор напряжения НТМИ-10, который имеет обмотку для контроля изоляции (на рис. 3.8 не показана) и удовлетворяет условию (3.3) $U_{1ном} \geq U_{раб}$:

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ.}$$

Выбранный трансформатор проверяется по классу точности согласно условию (3.4) $S_{2ном} \geq S_{2расч}$. В классе точности 0,5, который необходим для нормальной работы счетчиков коммерческого расчета, $S_{2ном} = 120 \text{ В}\cdot\text{А}$.

Расчет $S_{2расч}$ производим в соответствии со схемой рис. 3.8 и табл. 3.4.

Расчетная вторичная мощность определяется по выражению (3.5):

$$S_{2расч} = \sqrt{34,4^2 + 74^2} = 81 \text{ В}\cdot\text{А.}$$

Условие проверки трансформатора напряжения по классу точности выполняется, так как

$$S_{2ном} = 120 \text{ В}\cdot\text{А} > S_{2расч} = 81 \text{ В}\cdot\text{А.}$$

Таблица 3.4

Данные для расчета суммарной мощности приборов к примеру 3.4

Наименование прибора	Тип	Число катушек напряжения в приборе	Число приборов	Мощность, потребляемая одной катушкой, В·А	cos φ	sin φ	Суммарная потребляемая мощность	
							$\sum P_{\text{приб}},$ Вт	$\sum Q_{\text{приб}},$ вар
Вольтметр	Э378	1	1	2	1	0	2	0
Счетчик активной энергии	СА 3У	2	4	4	0,38	0,93	12,15	29,75
Счетчик реактивной энергии	СР 4У	3	4	4	0,38	0,93	18,25	44,25
Реле напряжения	РН-50	1	2	1	1	0	2	0
					ИТОГО		34,4	74

3.3. Трансформаторы тока

Измерительные трансформаторы тока применяют в электроустановках переменного тока для питания токовых обмоток измерительных приборов и реле защиты, расширения пределов измерения приборов, изоляции их и реле от высокого первичного напряжения.

Применение трансформаторов тока обеспечивает безопасность персонала при работе с измерительными приборами и реле, так как цепи высшего и низшего напряжения разделены. Первичную обмотку трансформатора тока включают в цепь измеряемого тока последовательно. Она имеет один виток или несколько, выполненных проводом большого сечения.

При номинальном первичном токе $I_{\text{I ном}}$ по вторичной обмотке протекает номинальный вторичный ток равный 5 А (реже 1 или 2,5 А), что позволяет унифицировать конструкции измерительных приборов, а шкалы приборов градуировать в соответствии с изме-

ряемым первичным током с учетом номинального коэффициента трансформации трансформатора тока

$$K_{\text{НОМ}} = I_{1\text{НОМ}}/I_{2\text{НОМ}} \quad (3.6)$$

Вторичная обмотка трансформатора тока имеет большое число витков и выполняется проводом, рассчитанным на длительное протекание тока равного 5 А.

На рис. 3.9 показан трансформатор тока ТА, включенный первичной обмоткой W_1 в первичную цепь, по которой протекает ток I_1 . К вторичной обмотке W_2 подключены последовательно амперметр РА, реле тока КА и токовая обмотка счетчика активной энергии РИ (обмотка напряжения РИ подключается к трансформатору напряжения TV). Обмотки W_1 и W_2 располагаются на сердечнике из листовой или ленточной электротехнической стали и надежно изолируются друг от друга. Вторичная обмотка заземляется для обеспечения безопасности обслуживающего персонала. Выводы первичной обмотки обозначают Л1 и Л2 (линейные), вторичной И1 и И2 (измерительные).

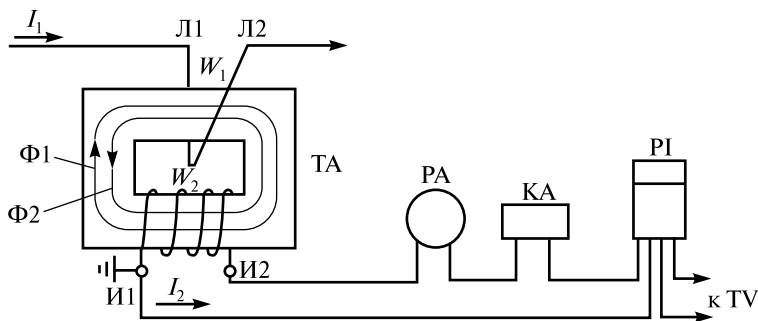


Рис. 3.9. Схема подключения приборов и реле к фазе сети через трансформатор тока

Трансформатор тока работает в условиях, отличных от условий работы силовых трансформаторов и трансформаторов напряжения. Сопротивление его вторичной цепи, состоящей из последовательно соединенных токовых обмоток приборов и реле, очень незначительно, вследствие чего трансформатор работает в условиях, близких к короткому замыканию. Первичный ток I_1 , проходя по виткам первичной обмотки, создает в сердечнике магнитный поток Φ_1 , пропорциональный магнитодвижущей силе (МДС) $F_1 = I_1 W_1$, который

наводит в витках вторичной обмотки W_2 электродвижущую силу ЭДС. Последняя создает в замкнутой вторичной цепи ток I_2 , который в свою очередь наводит магнитный поток Φ_2 , пропорциональный магнитодвижущей силе МДС $F_2 = I_2 W_2$. Результирующий магнитный поток $\Phi_0 = \Phi_1 - \Phi_2$ обеспечивает передачу электромагнитной энергии из первичной цепи во вторичную. Таким образом, в сердечнике существует рабочий магнитный поток Φ_0 , благодаря которому создается вторичный ток I_2 . Результирующая МДС трансформатора тока определяется разностью МДС первичной и вторичной обмоток:

$$F_0 = F_1 - F_2 \text{ или}$$

$$I_0 W_1 = I_1 W_1 - I_2 W_2, \quad (3.7)$$

где I_0 — ток намагничивания, создающий в сердечнике рабочий магнитный поток Φ_0 ;

W_1 и W_2 — число витков первичной и вторичной обмоток.

При размыкании вторичной обмотки ее МДС снижается до нуля, тогда $F_0 = F_1$, т.е. результирующая МДС F_0 резко возрастает, что приводит к увеличению магнитного потока Φ_0 в сердечнике. Следствием этого является возрастание нагрева сердечника и увеличение ЭДС вторичной обмотки, что может привести к перегреву и пробое изоляции вторичной обмотки, появлению опасного напряжения на приборах и реле. *Размыкание вторичной обмотки трансформатора тока недопустимо.* При снятии приборов и реле, подключенных к трансформатору тока, необходимо закортить его вторичную обмотку или зашунтировать обмотку снимаемого прибора.

Учитывая, что результирующая МДС незначительна по сравнению с МДС первичной и вторичной обмоток выражение (3.7) можно записать

$$I_1 W_1 \approx I_2 W_2. \quad (3.8)$$

Отсюда коэффициент трансформации трансформатора тока можно записать

$$K_1 = \frac{I_1}{I_2} \approx \frac{W_2}{W_1}. \quad (3.9)$$

Если бы материал сердечника имел высокую магнитную проницаемость и ничтожно малые потери, то коэффициент транс-

формации был бы постоянным и равным отношению числа витков обмоток. Однако в результате потерь в стали нарушается точная пропорция между первичным и вторичным токами, появляются токовые и угловые погрешности. Токовая погрешность возникает при измерении тока вследствие того, что действительный коэффициент трансформации отличается от номинального из-за потерь в стали:

$$\Delta I = \frac{K_{\text{Ином}} I_2 - I_1}{I_1} \cdot 100, \% \quad (3.10)$$

Угловая погрешность представляет собой угол между вектором первичного тока I_1 и повернутым на 180 вектором вторичного тока I_2 и обозначается δ .

Классы точности. В зависимости от величины погрешностей трансформаторы тока делятся на пять классов точности (табл. 3.5).

Приведенные в табл. 3.5 погрешности соответствуют первичному току, составляющему 100—120 % от номинального. При значительном отклонении первичного тока от номинального, погрешности резко возрастают.

Таблица 3.5

Предельно допустимые погрешности трансформаторов тока

Класс точности	Наибольшая погрешность	
	токовая, %	угловая, мин
0,2	$\pm 0,2$	± 10
0,5	$\pm 0,5$	± 30
1	± 1	± 60
3	± 3	Не нормируется
10	± 10	То же

Погрешности трансформаторов тока зависят также от вторичной нагрузки

$$S_2 = I_2^2 Z_2, \quad (3.11)$$

где Z_2 — полное сопротивление присоединенных ко вторичной обмотке приборов, реле, соединительных проводов и контактов.

Номинальной нагрузкой трансформатора тока для данного класса точности называют такую нагрузку вторичной обмотки, при которой погрешность не превышает установленного для этого класса значения:

$$S_{2\text{НОМ}} = I_{2\text{НОМ}}^2 Z_{2\text{НОМ}} = 5^2 Z_{2\text{НОМ}} = 25Z_{2\text{НОМ}}. \quad (3.12)$$

Таким образом, номинальная мощность вторичной обмотки $S_{2\text{НОМ}}$ и номинальное сопротивление $Z_{2\text{НОМ}}$ связаны прямой зависимостью; поэтому в расчетах можно использовать в качестве вторичной нагрузки как вторичную мощность, так и вторичное сопротивление.

Трансформаторы тока применяют:

- класса 0,2 — для точных лабораторных измерений;
- класса 0,5 — для подключения счетчиков коммерческого расчета и точных защит;
- класса 1 — для подключения амперметров, счетчиков технического учета, фазометров и других измерительных приборов и реле;
- класса 3 и 10 — для подключения релейных защит.

Для питания обмоток приборов, требующих различных классов точности, изготавливают трансформаторы тока с двумя сердечниками, имеющими общую первичную обмотку и индивидуальные вторичные.

Классификация и системы обозначения. По роду установки трансформаторы тока выпускают для внутренних и наружных электроустановок, а также встроенные в силовые трансформаторы и масляные выключатели.

По способу установки — трансформаторы тока делят на проходные, устанавливаемые в проемах стен, потолков или металлических ограждений комплектных распределительных устройств, и опорные, устанавливаемые на опорных конструкциях.

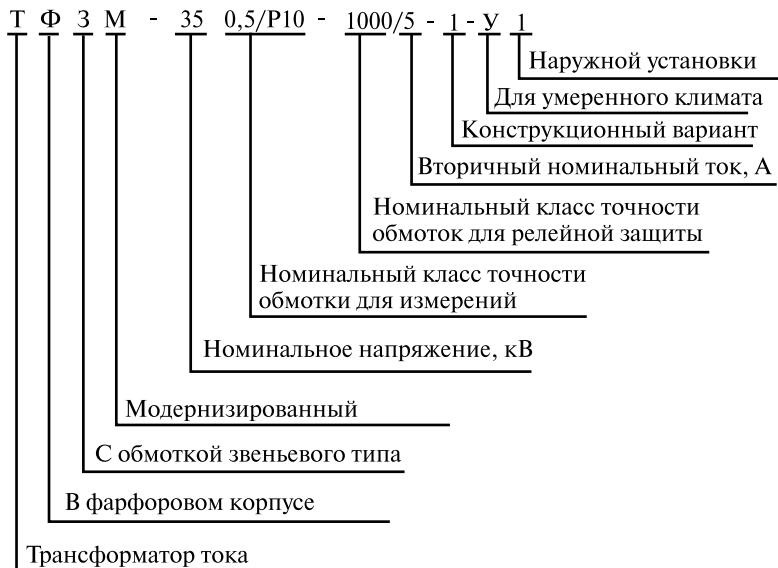
По конструкции первичной обмотки — трансформаторы тока бывают: одновитковые стержневые с первичной обмоткой в виде прямолинейного стержня с линейными зажимами на концах; одновитковые шинные, в которых роль первичной обмотки выполняют шины электроустановок, пропускаемые при монтаже через внутренние отверстия трансформаторов тока; многовит-

ковые с первичными обмотками петлевого, звеньевого и катушечного типов.

Каждому типу трансформатора тока присваивается буквенно-цифровые условные обозначения:

- Т — трансформатор тока ;
- П — проходной (отсутствие буквы П указывает на то, что трансформатор опорный);
- В — встроенный в масляный выключатель;
- ВТ — встроенный в силовой трансформатор;
- О — одновитковый;
- Л — с литой смоляной изоляцией;
- Ш — шинный;
- М — малогабаритный (для трансформатора тока внутренней установки);
- К — катушечный;
- Ф — с фарфоровой изоляцией;
- З — для защиты от замыкания на землю;
- У — усиленный (с повышенной электродинамической стойкостью);
- ФЗ — в фарфоровом корпусе с первичной обмоткой звеньевого типа;
- Н — наружной установки;
- Р — с сердечником для релейной защиты;
- Д — с вторичной обмоткой для питания дифференциальной защиты;
- М — модернизированный (для трансформаторов тока наружной установки);
 - первое число после буквенного обозначения — номинальное напряжение трансформатора в киловольтах;
 - следующая группа чисел (через дробь) — классы точности сердечников (вместо чисел могут стоять буквы Р или Д);
 - последующие два числа (через дробь) — первичный и вторичный токи;
 - цифра после номинальных токов — конструкционный вариант исполнения;
 - буквы после конструкционного варианта — климатическое исполнение;
 - последняя цифра — категория размещения.

Пример обозначения типа трансформатора тока и его расшифровка:



Конструктивное исполнение. Трансформаторы тока наружной установки ТФЗМ с масляным заполнением применяются на напряжения 35—220 кВ. На более высокое напряжение изготавливают каскадные трансформаторы тока.

На рис. 3.10 показаны магнитопрод с обмотками и внешний вид трансформатора ТФЗМ-35. Кольцевой магнитопрод 3 выполнен из ленточной стали. На нем навиты вторичные обмотки, изолированные вместе с сердечником кабельной бумагой 2, пропитанной маслом и покрывающей как вторичную, так и первичную обмотку 1. Обмотки помещены в фарфоровый корпус, заполненный маслом, закрепленный на цоколе 4. Верхняя часть фарфорового корпуса, являющаяся маслорасширителем, закрыта крышкой 8 с дыхательным клапаном 9, которая крепится к корпусу болтами 10. Первичная обмотка состоит из двух секций, выводы которых крепятся к зажимам 13 и 14, позволяющим соединять секции последовательно или параллельно и изменять тем самым номинальный первичный ток. Линейные выводы первичной обмотки 11 и 12 обозначаются Л1 и Л2, измерительные выводы вторичной обмот-

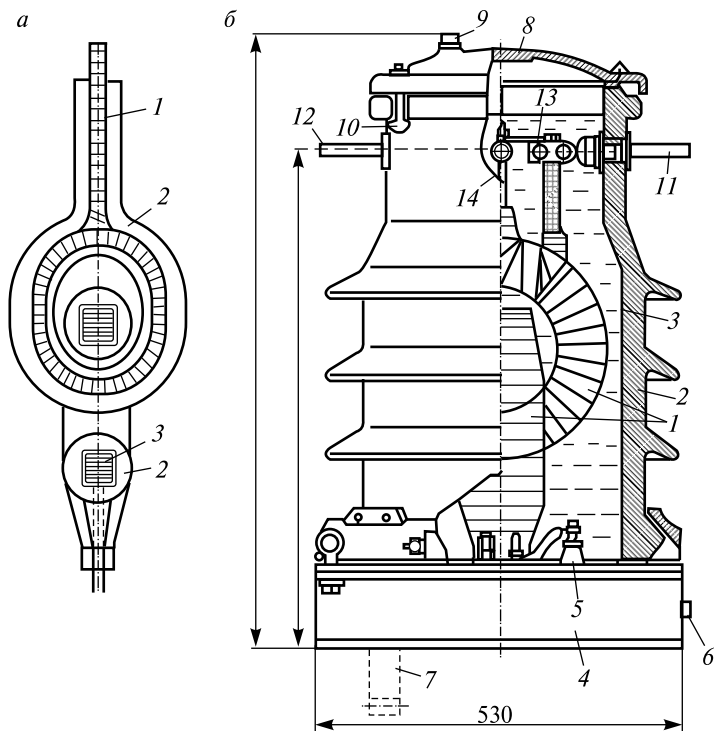


Рис. 3.10. Трансформатор тока ТФЗМ-35:
а — магнитопровод с обмотками; *б* — внешний вид

ки 5 помещены в закрытой коробке 6 и обозначаются И1 и И2. Цоколь 4 связан заземляющей шиной 7 с контуром заземления электроустановки.

Для внутренней установки применяют трансформаторы тока с литой эпоксидной изоляцией. На рис. 3.11 приведены принципиальные схемы выполнения одновитковых (*а*), многovitковых (*б*), многovitковых с двумя сердечниками (*в*) трансформаторов. На первичной обмотке 1 трансформатора тока располагается вторичная обмотка 2, смонтированная на магнитопроводе 3. Первичная обмотка изолируется от магнитопровода изоляцией 4. Ко вторичной обмотке подключаются токовые обмотки 5 измерительных приборов и реле.

Наиболее простыми в изготовлении являются *проходные одновитковые трансформаторы ТПОЛ* на номинальные первичные токи

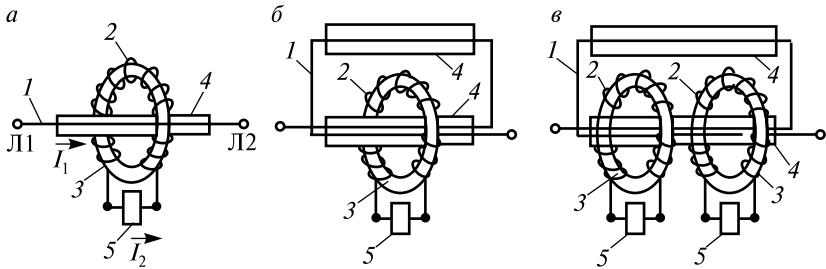


Рис. 3.11. Принцип устройства одновитковых и многовитковых трансформаторов тока

от 400 до 1500 А (рис. 3.12, а). Первичной обмоткой в них служит прямолинейный стержень 4 с болтовыми зажимами на концах Л1 и Л2. На стержень поверх изоляции надеты два кольцевых магнито-

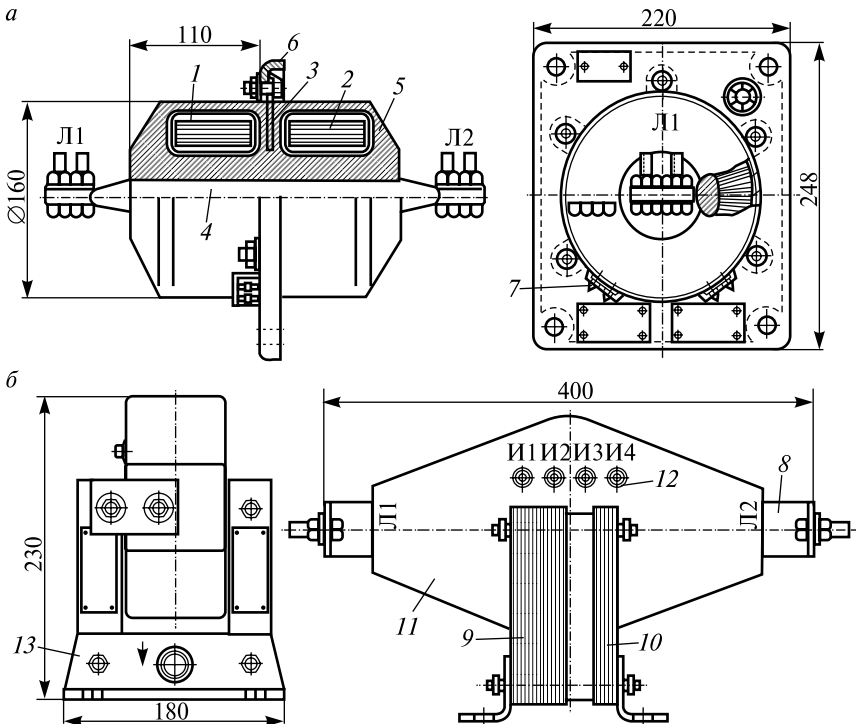


Рис. 3.12. Трансформаторы тока:
а — ТПОЛ-10; б — ТПЛ-10

провода 1 и 2 со вторичными обмотками. Магнитопроводы вместе с первичной и вторичными обмотками залиты эпоксидным компаундом 5, образующим сплошной изоляционный корпус трансформатора, предохраняющий сердечники с обмотками от действия влаги и механических повреждений. Выводы 7 вторичных обмоток расположены на боковом приливе средней части корпуса.

По центру корпуса между сердечниками залито крепежное кольцо 3, к которому с помощью болтов присоединяется опорный фланец 6 для крепления к проходной плите.

Трансформаторы тока ТПЛ (рис. 3.12, б) имеют петлевую многовитковую первичную обмотку с выводами 8 и два сердечника: 9 — сердечник Р и 10 — сердечник класса 0,5. Корпус 11, защищающий обмотки от влаги и механических повреждений, выполнен литым компаундом. Зажимы 12 вторичных обмоток размещены на корпусе трансформатора.

Основное исполнение трансформатора ТПЛ-10 — опорное. Для его крепления имеются четыре монтажные отверстия в стальных уголках 13. Выпускаются трансформаторы при необходимости и в проходном исполнении. При этом вместо уголков 6 под стяжные болты сердечника к его боковому стержню со стороны вывода Л1 крепятся две стальные пластины с монтажными отверстиями для крепления трансформатора в проеме стены.

Шинные трансформаторы тока ТШЛ изготавливают на большие номинальные токи до 24 000 А. Они имеют проходное отверстие (окно) для ввода шин, используемых в качестве первичных обмоток.

Встроенные трансформаторы тока ТВ и ТВТ выполняют на кольцевых ленточных сердечниках (рис. 3.13, а). Вторичные обмотки 3 наматывают на сердечник изолированным проводом. При выполнении обмотки оставляют свободные участки для крепления трансформатора и для распорных клиньев. Эти участки обозначают надписью «клин».

Первичной обмоткой встроенного трансформатора 2 является стержень высоковольтного ввода 1 (рис. 3.13, б) силового трансформатора или масляного выключателя. Такое конструктивное выполнение удешевляет трансформаторы тока и упрощает их установку, так как для него не требуется отдельного места.

К недостаткам таких трансформаторов относится большая погрешность и малая вторичная мощность.

Трансформаторы тока с разъемным сердечником, иначе называемые токоизмерительными клещами, применяют для измерения тока в проводах и шинах под напряжением без непосредственного включения в цепь.

На рис. 3.14 изображены *двуручные токоизмерительные клещи Ц-90* для электроустановок напряжением до 10 кВ. Они имеют разъемный сердечник 1, на который намотана вторичная обмотка 3. Первичной обмоткой служит провод 2 или шина (рис. 3.15), по которым проходит измеряемый ток. К вторичной обмотке присоединяется амперметр 5 (см. рис. 3.14) с переключателем пределов измерений 4. В этих клещах рукоятки 6 надежно изолированы от магнитопровода.

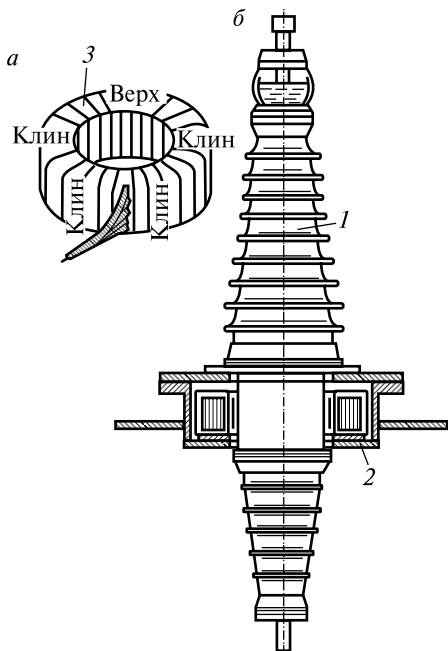


Рис. 3.13. Встроенный трансформатор тока:

a — общий вид; *б* — установка трансформатора на высоковольтном вводе

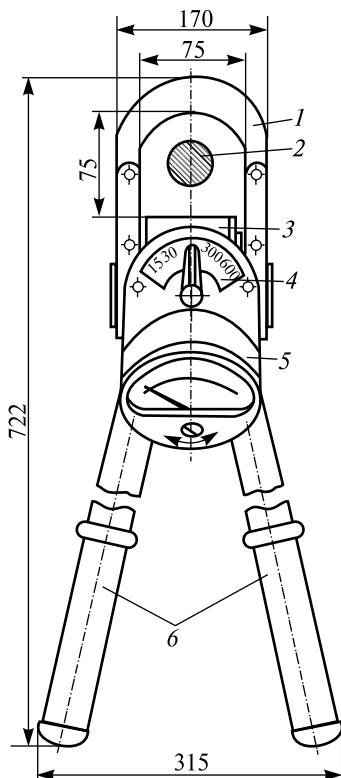


Рис. 3.14. Токоизмерительные клещи

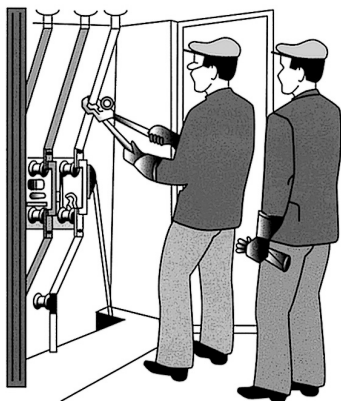


Рис. 3.15. Измерение тока токоизмерительными клещами

Промышленностью выпускается несколько разновидностей электроизмерительных клещей с разными пределами измерения: КЭ-44 с пределами измерения от 25 до 500 А; Ц-90 с пределами измерений от 15 до 600 А; Ц-30 для измерения тока в цепях напряжением до 600 В.

Выбор трансформаторов тока. Трансформаторы тока выбирают по месту установки (внутренняя или наружная), по конструкции (опорные, проходные, встроенные), по назначению (для питания измерительных приборов или реле защит), номинальному напряжению и току первичной цепи. Условия выбора:

$$\begin{aligned} U_{\text{ном}} &\geq U_{\text{раб}}; \\ I_{1\text{ном}} &\geq I_{\text{раб.макс}}, \end{aligned} \quad (3.13)$$

где $I_{\text{раб.макс}}$ — максимальный рабочий ток присоединения электроустановки, на котором устанавливают трансформатор тока.

Выбранные трансформаторы тока проверяются по току к.з. на динамическую (3.14) и термическую (3.15) стойкость:

$$i_{\text{дин}} = \sqrt{2} I_{1\text{ном}} K_{\text{дин}} \geq i_y; \quad (3.14)$$

$$I_{\text{T}}^2 t_{\text{T}} = (I_{1\text{ном}} K_{\text{тер}})^2 t_{\text{T}} \geq B_{\text{к}}, \quad (3.15)$$

где $K_{\text{дин}}$ и $K_{\text{тер}}$ — коэффициенты динамической и термической стойкости по каталогу;

i_y и $B_{\text{к}}$ — ударный ток и тепловой импульс тока к.з. в месте установки трансформатора тока;

$I_{\text{T}} = I_{1\text{ном}} K_{\text{тер}}$ — ток термической стойкости;

t_{T} — время термической стойкости по каталогу (для большинства трансформаторов $t_{\text{T}} = 1$ с).

Встроенные трансформаторы тока по току к.з. не проверяются, так как токоведущие стержни, являющиеся их первичной обмоткой проверяются при выборе выключателей и силовых трансформаторов.

Проверка трансформаторов тока по классу точности производится по расчетной схеме (рис. 3.16) для обмотки трансформатора наиболее загруженной фазы, к которой подключены измерительные приборы, по условию

$$S_{2\text{ном}} \geq S_{2\text{расч}} \quad \text{или}$$

$$Z_{2\text{ном}} \geq Z_{2\text{расч}}, \quad (3.16)$$

где $Z_{2\text{ном}}$ — номинальная нагрузка проверяемой обмотки трансформатора в заданном классе точности, Ом;

$Z_{2\text{расч}}$ — вторичная расчетная нагрузка, присоединенная к проверяемой обмотке, Ом.

Сопротивление $Z_{2\text{расч}}$ определяется по формуле

$$Z_{2\text{расч}} = Z_{\text{приб}} + Z_{\text{пров}} + Z_{\text{конт}}, \quad (3.17)$$

где $Z_{\text{приб}}$ — сопротивление приборов, подключенных ко вторичной обмотке, Ом;

$Z_{\text{пров}}$ — сопротивление соединительных проводов между трансформатором тока и приборами, Ом;

$Z_{\text{конт}}$ — сопротивление контактов, принимаемое равным 0,1 Ом.

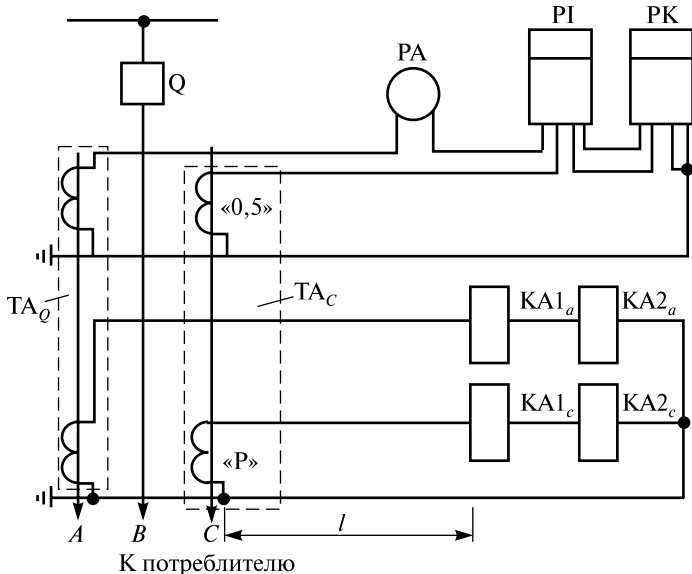


Рис. 3.16. Расчетная схема для проверки трансформатора тока

Сопротивление приборов определяется по данным, приводимым в справочниках. Для некоторых приборов и реле в табл. 3.6 приведены данные токовых обмоток.

Таблица 3.6

Данные измерительных приборов и реле

Наименование прибора	Тип прибора	Сопротивление токовой обмотки, Ом
Амперметр	Э-377, Э-373	0,02
Ваттметр	Д-305, Д-312	0,02
Счетчик энергии: активной реактивной	САЗУ-И670м	0,1
	СР4У-И673м	0,1
Реле тока	РТ-40/2, РТ-40/6	0,8; 0,2
	РТ-40/10, РТ-40/20	0,08; 0,002
	РТ-40/50, РТ-40/100	0,005; 0,03
Реле мощности	РБМ-171	0,4
Реле дифференциальное	РНТ-565	0,28

Сопротивление соединительных проводов в омах определяется по формуле

$$Z_{\text{пров}} = R_{\text{пров}} = \frac{l_{\text{расч}}}{\gamma q_{\text{пров}}}, \quad (3.18)$$

где $l_{\text{расч}}$ — расчетная длина соединительных проводов; $l_{\text{расч}} = l$ — для схем соединения трансформаторов тока — звезда (рис. 3.17, а) и треугольник (рис. 3.17, б), $l_{\text{расч}} = \sqrt{3}l$ — неполная звезда (рис. 3.17, в), $l_{\text{расч}} = 2l$ при питании приборов от одного трансформатора тока (рис. 3.17, г) ,м;

γ — удельная проводимость материала соединительных проводов (для медных проводов $\gamma_{\text{м}} = 53$ МСм/м, для алюминиевых — $\gamma_{\text{А}} = 32$ МСм/м);

$q_{\text{пров}}$ — сечение проводов (для медных проводов минимальное сечение 2,5 мм², для алюминиевых — 4 мм², максимальное сечение проводов как медных, так и алюминиевых — 10 мм²).

Расчет сопротивления проводов начинают выполнять для их минимального сечения; если условие (3.16) при этом не выполняется, расчетное сечение увеличивают (2,5; 4; 6 мм²).

В целях упрощения расчетов геометрическое сложение сопротивлений заменяют арифметическим, что приводит к некоторому расчетному запасу.

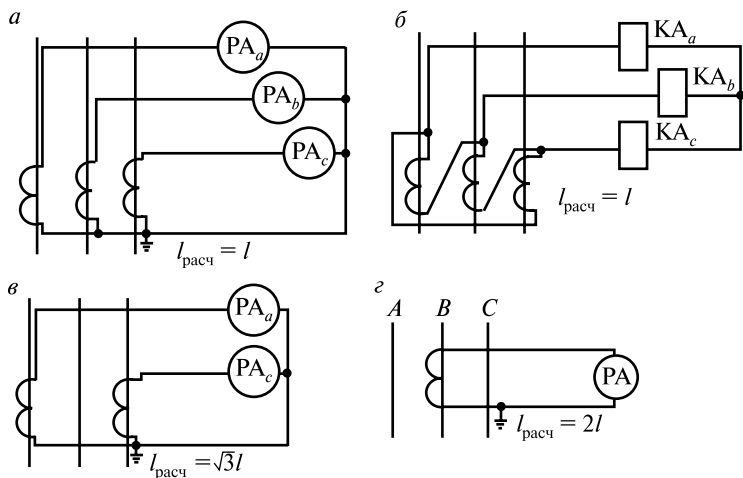


Рис. 3.17. Схемы соединения обмоток трансформаторов тока: а — трех, в «полную звезду»; б — трех, в «треугольник»; в — двух, в «неполную звезду»; г — одного

Проверка трансформатора тока на десятипроцентную погрешность производится по расчетной схеме (см. рис. 3.16) для обмотки трансформатора наиболее загруженной фазы, к которой подключены реле защиты.

Для релейной защиты в отличие от измерительных приборов соответствующая точность работы трансформатора тока необходима главным образом при токах к.з., которые во много раз превышают токи нормального режима. Для обмоток трансформаторов тока, подключенных к релейной защите, допустимой является погрешность по величине тока не более 10 % и по углу не более 7° при прохождении по первичной обмотке тока к.з., при котором должна сработать защита.

Для проверки используют расчетные кривые десятипроцентной погрешности, которые имеются в справочной литературе. На рис. 3.18 приведены расчетные кривые для некоторых трансформаторов тока. По ним определяется допустимая нагрузка $Z_{\text{доп}}$, при которой погрешность не превышает 10 %. Для этого предварительно находят расчетную кратность тока по формуле

$$m = I_{\text{расч}}/I_{\text{ном}}, \quad (3.19)$$

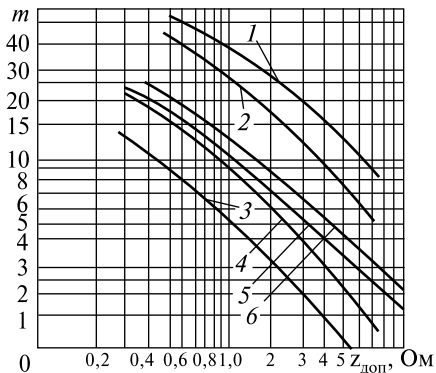


Рис. 3.18. Расчетные кривые для проверки трансформаторов тока на десятипроцентную погрешность:

1 — ТФЗМ-35А ($I_{\text{ном}} = 1000$ А); 2 — то же ($I_{\text{ном}} = 15\text{--}600$ А); 3 — ТПЛ-10 ($I_{\text{ном}} = 5\text{--}400$ А класса 0,5); 4 — то же (класса Р-4); 5 — ТЛМ-10 ($I_{\text{ном}} = 50\text{--}300$ и 1000 А); 6 — то же ($I_{\text{ном}} = 400\text{--}800$ А)

и
 увеличением сечения проводов, использованием другой схемы соединения трансформаторов тока, последовательным включением вторичных обмоток трансформатора тока, присоединением реле к различным обмоткам трансформатора или выбором трансформатора тока с большим первичным номинальным током $I_{\text{ном}}$.

Формулы для расчета $Z_{2\text{расч}}$ в цепях вторичных обмоток трансформаторов тока, питающих релейную защиту, сведены в табл. 3.7. В таблице сопротивления реле всех фаз равны ($Z_{pa} = Z_{pb} = Z_{pc}$), сопротивления проводов рассчитываются для одной фазы ($Z_{\text{пров}} = \frac{l}{\gamma q}$), сопротивление контактов принято $0,1$ Ом.

Пример 3.2. Выбрать и проверить трансформатор тока для линии электропередачи, питающей потребитель максимальным током в рабочем режиме 200 А при напряжении 10 кВ. Данные по режиму к.з.: ударный ток $i_y = 20$ кА; тепловой импульс $B_k = 100$ кА²·с. К трансформатору тока подключаются: амперметр, счетчики активной и реактивной энергии, токовые реле РТ-40/10 и РТ-40/50. Расстояние между трансформаторами тока и приборами $l = 5$ м. Ток срабатывания защиты $I_{c.з} = 900$ А.

где $I_{\text{расч}}$ — расчетный ток; для большинства защит с учетом погрешности в 10% $I_{\text{расч}} = 1,1 I_{c.з}$;

$I_{c.з}$ — ток срабатывания защиты;

$I_{\text{ном}}$ — номинальный первичный ток трансформатора тока.

Используя полученную кратность тока m , по расчетной кривой (см. рис. 3.18) для проверяемого трансформатора находят допустимое сопротивление вторичной нагрузки $Z_{2\text{доп}}$ и сравнивают с расчетным $Z_{2\text{расч}}$:

$$Z_{2\text{доп}} \geq Z_{2\text{расч}} \quad (3.20)$$

Если условие (3.19) выполняется, то трансформатор работает с погрешностью, не превышающей 10% . При $Z_{2\text{доп}} < Z_{2\text{расч}}$ нужно рассмотреть возможности снижения нагрузки на трансформатор тока увеличением

Таблица 3.7

Формулы для определения расчетного сопротивления в цепи вторичных обмоток трансформаторов тока

Схема подключения реле к трансформаторам тока	Вид к.з.	Расчетная нагрузка $Z_{2расч}$
	Трехфазное и двухфазное Однофазное	$Z_{2расч} = Z_{pa} + Z_{пров} + Z_{конт}$ $Z_{2расч} = Z_{pa} + Z_{pN} + 2Z_{пров} + Z_{конт}$
	Трехфазное и двухфазное	$Z_{расч} = Z_{pa} + Z_{pb} + 3Z_{пров} + Z_{конт}$
	Трехфазное Двухфазное и однофазное	$Z_{2расч} = Z_{pa} + Z_{pN} + \sqrt{3}Z_{пров} + Z_{конт}$ $Z_{2расч} = Z_{pa} + Z_{pN} + 2Z_{пров} + Z_{конт}$
	Трехфазное Двухфазное (А-С) Двухфазное (А-В) и (В-С)	$Z_{2расч} = \sqrt{3}(Z_p + 2Z_{пров}) + Z_{конт}$ $Z_{2расч} = 2(Z_p + 2Z_{пров}) + Z_{конт}$ $Z_{2расч} = Z_{пр} + 2Z_{пров} + Z_{конт}$

Выбираем трансформатор тока типа ТПЛ-10-0,5/Р-200/5-УХЛЗ. Условие выбора (3.13) выполняется:

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ} = U_{раб} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{1ном} = 200 \text{ А} = I_{раб.макс} = 200 \text{ А}.$$

Проверка выбранного трансформатора по току к.з.:

– на динамическую стойкость (3.14)

$$\sqrt{2} I_{1ном} K_{дин} = \sqrt{2} \cdot 0,2 \cdot 250 = 71 \text{ кА} > I_y = 20 \text{ кА};$$

– на термическую стойкость (3.15)

$$(I_{\text{ном}} K_{\text{тер}})^2 t_T = (0,2 \cdot 90)^2 \cdot 1 = 324 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_k = 100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$K_{\text{дин}} = 250$ и $K_{\text{тер}} = 90$ — коэффициенты динамической и термической стойкости трансформатора взяты из справочника.

Выбранный трансформатор динамически и термически устойчив.

Проверка ТПЛ-10 на соответствие классу точности производится на основе расчетной схемы (см. рис. 3.16). Наиболее загруженной является обмотка класса 0,5 трансформатора фазы А, к которой подключены: амперметр, счетчики активной и реактивной энергии.

$$Z_{\text{приб}} = Z_{\text{рА}} + Z_{\text{р1}} + Z_{\text{рк}} = 0,02 + 0,1 + 0,1 = 0,22 \text{ Ом}.$$

Сопротивления амперметра $Z_{\text{рА}}$, счетчика активной энергии $Z_{\text{р1}}$ и счетчика реактивной энергии $Z_{\text{рк}}$ взяты из табл. 3.8.

$$Z_{\text{пров}} = \frac{l_{\text{расч}}}{\gamma_a q_{\text{пров}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5}{32 \cdot 4} = 0,07 \text{ Ом};$$

$l_{\text{расч}} = \sqrt{3} l$ — для схемы соединения обмоток трансформаторов неполная звезда;

$Z_{\text{конт}} = 0,1 \text{ Ом}$ — сопротивление контактов.

$$Z_{2\text{расч}} = Z_{\text{приб}} + Z_{\text{пров}} + Z_{\text{конт}} = 0,22 + 0,07 + 0,1 = 0,39 \text{ Ом}.$$

$Z_{2\text{ном}} = 0,4 \text{ Ом}$ — номинальная вторичная нагрузка для сердечника трансформатора с обмоткой класса точности 0,5.

Условие проверки (3.16) выполняется:

$$Z_{2\text{ном}} = 0,4 \text{ Ом} > Z_{2\text{расч}} = 0,39 \text{ Ом}.$$

Проверка ТПЛ-10 на десятипроцентную погрешность производится для обмотки сердечника Р.

Расчетная кратность тока

$$m = \frac{I_{\text{расч}}}{I_{\text{ном}}} = \frac{990}{200} = 5,$$

где $I_{\text{расч}} = 1,1 I_{\text{с.з}} = 1,1 \cdot 900 = 990 \text{ А}$ — расчетный ток.

По расчетной кривой (рис. 3.18) находим $Z_{2\text{доп}} = 1 \text{ Ом}$.

По табл. 3.8 выбираем расчетную формулу и рассчитываем $Z_{2\text{расч}}$ в соответствии с расчетной схемой (рис. 3.16) для режима трехфазного к.з.

$$Z_{2\text{доп}} = Z_{\text{рт1}} + Z_{\text{рт2}} + \sqrt{3} Z_{\text{пров}} + Z_{\text{конт}} = 0,08 + 0,005 + 0,07 + 0,1 = 0,255 \text{ Ом}.$$

Сопровитления реле РТ1 и РТ2 взяты из табл. 3.8, сопротивление проводов $\sqrt{3} Z_{\text{пров}}$ рассчитано при проверке трансформатора по классу точности. Условие проверки (3.19) выполняется:

$$Z_{2\text{доп}} = 1 \text{ Ом} > Z_{2\text{расч}} = 0,255 \text{ Ом}.$$

Таким образом, выбранный трансформатор тока удовлетворяет условиям всех проверок: по току к.з., классу точности и десятипроцентной погрешности.

Примечание. В примере 3.2 выбран и проверен трансформатор тока с двумя вторичными обмотками, из которых одна с классом точности 0,5 использована для подключения измерительных приборов и проверена на соответствие классу точности, другая — с сердечником типа Р для подключения релейной защиты проверена по десятипроцентной погрешности. Если же к одной вторичной обмотке трансформатора тока подключены как измерительные приборы, так и реле защиты, то такую обмотку следует проверять как на соответствие классу точности, так и на десятипроцентную погрешность.

Глава 4. ИЗОЛЯТОРЫ И ТОКОВЕДУЩИЕ ЧАСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

4.1. Изоляторы

Изоляторы служат для крепления токоведущих частей и изоляции их от заземленных конструкций и других частей электроустановки, находящихся под иным потенциалом.

По назначению различают изоляторы:

- аппаратные — для крепления токоведущих частей распределительных устройств и аппаратов;
- линейные — для крепления к опорам проводов воздушных линий электропередачи и открытых распределительных устройств.

К изоляторам предъявляется ряд требований, определяемых условиями их эксплуатации. Изоляторы должны сохранять электрическую прочность при рабочих напряжениях, а также при атмосферных и коммутационных перенапряжениях, должны быть механически устойчивы при нормальных режимах работы и коротких замыканиях, должны быть устойчивы к атмосферным воздействиям и загрязнениям внешней среды.

Аппаратные изоляторы по конструкции делятся на опорные, опорно-стержневые, опорно-штыревые, проходные и маслonaполненные вводы.

Опорные изоляторы (рис. 4.1) предназначены для внутренней установки. Их выпускают в нормальном (рис. 4.1, *а*) и малогабаритном исполнении (рис. 4.1, *б*, *в*). Изоляторы нормального исполнения снизу и сверху армированы фланцами 3 и колпаками 1, которые необходимы для крепления изолятора на конструкции и токоведущих частей на изоляторе. Фарфоровый корпус 2 изолятора крепится к чугунному фланцу и чугунному колпаку при помощи цементной замазки. Изолятор с круглым фланцем крепится к металлической конструкции одним болтом, с овальным фланцем — двумя болтами, с квадратным фланцем — четырьмя. В обозначении

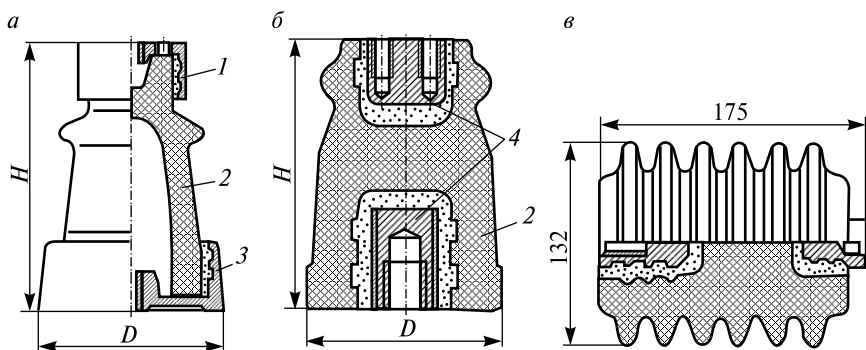


Рис. 4.1. Опорные изоляторы для закрытых РУ:
a — нормального исполнения; *б* и *в* — малогабаритные

типа изолятора буквы и цифры отражают конструкцию, изолирующий материал, номинальное напряжение, разрушающую нагрузку и форму фланца. Например, ОФ-10-375ов — опорный, фарфоровый, номинальное напряжение 10 кВ, разрушающая нагрузка 375 даН, овальный фланец.

Если в маркировке отсутствует обозначение типа фланца, это значит, что арматура утоплена в тело изолятора (см. рис. 4.1, *б*). Внутренняя заделка уменьшает высоту изолятора примерно на 40 % при той же активной высоте фарфорового корпуса 2. Общий вес изолятора уменьшается при этом примерно в 2 раза за счет уменьшения веса арматуры. В торцевых частях фарфорового корпуса для крепления арматуры выполняются углубления, в которых размещаются ниппели 4 с нарезными отверстиями для крепления токоведущих частей и изолятора на конструкции.

В комплектных распределительных устройствах применяются малогабаритные опорные изоляторы с ребристой поверхностью. На рис. 4.1, *в* показан изолятор типа ОФР-20 на напряжение 20 кВ.

Опорно-штыревые изоляторы применяются для наружных установок. Их изготавливают на напряжение 6, 10 и 35 кВ и обозначают ОНШ. Цифры в обозначениях типа изолятора — номинальное напряжение и разрушающая нагрузка. Например, ОНШ-35-1000 (рис. 4.2, *а*) — опорный, наружной установки, штыревой, номинальное напряжение 35 кВ, разрушающая нагрузка 1000 даН. Изолятор состоит из двух фарфоровых элементов 1 и 2, входящих один в дру-

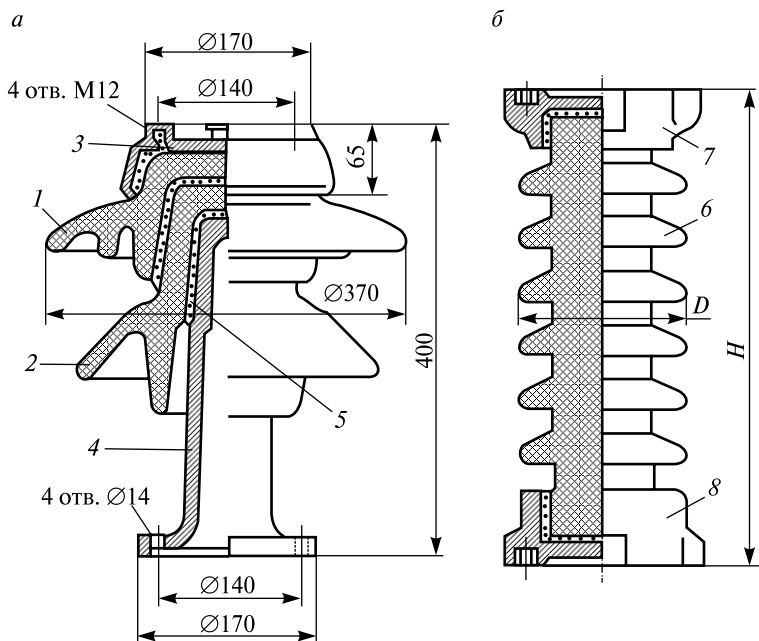


Рис. 4.2. Опорные изоляторы для наружных установок:
а — опорно-штыревой; *б* — опорно-стержневой

гой. Нижний элемент крепится к чугунному штырю *4* с фланцем с помощью цементной замазки *5*. Фланец имеет отверстия для крепления изолятора к заземленной конструкции. Колпачок *3* надевают на верхний элемент изолятора. В нем имеются отверстия с резьбой для крепления токоведущих частей. Колпачок и фарфоровые элементы крепят между собой цементной замазкой. Наличие пазух с нижней стороны фарфоровых элементов увеличивает поверхность и общую электрическую прочность изолятора.

Опорно-стержневые изоляторы выполняются из сплошного ребристого фарфора *б* (рис. 4.2, *б*), по торцам которого закрепляют чугунные фланцы *7* и *8* для крепления токоведущих частей к изолятору и изолятора к опорной конструкции. Изоляторы изготавливаются на 10, 35 и 110 кВ, маркируются аналогично опорно-штыревым. Например, ОНС-10-1000 — опорный, наружной установки, стержневой, номинальное напряжение 10 кВ, разрушающая нагрузка

1000 даН. В электроустановках применяют также изоляторы типов ИОС (изолятор опорно-стержневой) и КО (колонковый опорный), которые широко используют в аппаратах.

Проходные изоляторы используют при внутренней и наружной установке. Они необходимы при прокладке шин через стены, перекрытия и перегородки между отсеками электроустановки. На рис. 4.3 показан проходной изолятор типа ИП-10/400-750У1 наружной установки на напряжение 10 кВ и ток 400 А, с разрушающей нагрузкой 750 даН, для районов с умеренным климатом. Изолятор состоит из полых фарфоровых втулок 2 и 4, внутри которых проходит токоведущий стержень с контактными выводами 1 и 5, имеющими отверстия для присоединения к ним.

Фланец 3 предназначен для крепления изолятора к проходной плите в проеме стены. Фарфоровая втулка 4 предназначена для работы снаружи и имеет более ребристую поверхность, чем втулка 2, которая работает внутри помещения.

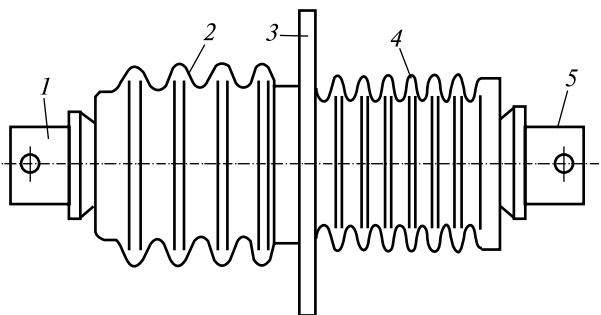


Рис. 4.3. Проходной изолятор

Маслонаполненные вводы являются по назначению проходными изоляторами (см. рис. 3.13, б) на напряжение 110 кВ и выше. Высокая напряженность в изоляционном промежутке между токоведущим стержнем и фарфоровыми втулками изолятора вынуждает заполнять его маслом. На токоведущий стержень наложены слои кабельной бумаги с проводящими прокладками между ними. Размеры слоев бумаги и прокладок выбирают такими, чтобы обеспечить равномерное распределение потенциалов как в радиальном, так и в продольном направлении ввода. Фарфоровые втулки (покрышки) защищают внутреннюю изоляцию от атмосферного воздействия, в

первую очередь от атмосферной влаги и служат одновременно резервуаром для масла, заполняющего ввод. Нижняя часть ввода, расположенная в баке аппарата, заполненном маслом, выполняется укороченной. Это объясняется более высоким разрядным напряжением по поверхности фарфора в масле сравнительно с разрядным напряжением в воздухе.

Маслонаполненные вводы обычно герметизированы. Для компенсации температурных изменений в объеме масла предусмотрены компенсаторы давления, встроенные в верхнюю часть ввода, и измерительные устройства для контроля давления.

В современных конструкциях вводов наряду с масляной широко используется твердая изоляция.

Линейные изоляторы по конструкции делятся на штыревые и подвесные. Подвесные изоляторы в свою очередь бывают стержневые и тарельчатые.

Подвесные стержневые изоляторы отличаются конструктивно от опорно-стержневых тем, что имеют с торцов две металлические шапки с отверстиями или гнездами для крепления изоляторов к опорным конструкциям и проводов к изоляторам.

Подвесные тарельчатые изоляторы (рис. 4.4, *a*) имеют фарфоровый или стеклянный корпус в виде перевернутой тарелки 4 с ребристой нижней поверхностью для увеличения разрядного напряжения при осадках. Верхняя поверхность тарелки выполняется гладкой, с небольшим уклоном для стекания воды. В изолирующую часть изолятора армированы металлический пестик 5 или серьга с помощью специального состава 2. Сверху фарфоровую головку охватывает

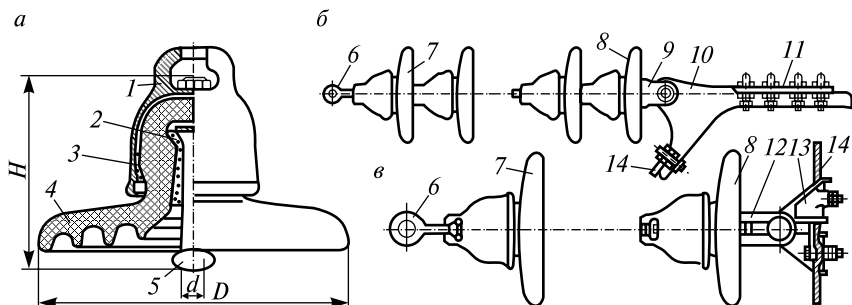


Рис. 4.4. Подвесные изоляторы:

a — тарельчатый; *б* — натяжная гирлянда изоляторов; *в* — подвесная гирлянда

шапка (колпак) 1 из ковкого чугуна с гнездом для пестика другого изолятора или ушка для крепления изолятора к опоре. Крепится шапка к фарфору цементирующей мастикой 3. Внутренней и наружной поверхности фарфоровой головки придана такая форма, чтобы при тяжении провода фарфор испытывал сжатие, при котором его прочность выше, чем при растяжении. Это обеспечивает высокую механическую прочность тарельчатых изоляторов.

В обозначение изолятора входят буквы и цифры, обозначающие конструкцию, материал, разрушающую нагрузку на растяжение и исполнение, например, ПФ-70-А (ПС-70-А): подвесной, фарфоровый (стеклянный), разрушающая нагрузка 70 кН, исполнение А (нормальное).

Тарельчатые изоляторы при напряжении 35 кВ и выше собираются в натяжные (рис. 4.4, б) и подвесные (рис. 4.4, в) гирлянды. При этом пестик одного изолятора входит в гнездо шапки следующего и запирается там специальным замком. Количество изоляторов в гирлянде зависит от их типа, рабочего напряжения и условий работы и принимается: для напряжения 35 кВ — 3-4 шт.; 110 кВ — 7-8; 220 кВ — 13-14. Для электроустановок, подверженных усиленному загрязнению, число изоляторов в гирлянде увеличивают на 1-2; при значительном загрязнении атмосферы гирлянды составляют из изоляторов специальной конструкции с более развитой поверхностью. Крайний первый изолятор 7 (рис. 4.4, б и в) снабжают пестиком с серьгой 6 для крепления к конструкции. К серьге 9 последнего изолятора 8 гирлянды через серьгу 12 и седло 13 или через натяжной зажим 10 крепят провод 14. В открытых распределительных устройствах, как правило, применяют натяжные гирлянды.

Линейные штыревые изоляторы выполняются так же, как и подвесные, из фарфора и из стекла. Фарфор штыревых изоляторов подвергается старению, вследствие чего в теле изолятора возникают микротрещины. Кроме того, дефекты и электрические пробои фарфоровых изоляторов очень трудно поддаются диагностированию. Этих недостатков полностью лишены изоляторы из электро-технического закаленного стекла. Их преимуществами являются:

- отсутствие скрытых дефектов в теле изолятора;
- стабильные электроизоляционные свойства, недостижимые в фарфоровых изоляторах;
- отсутствие старения;

– растрескивание и осыпание стеклянной части изоляторов при пробое, что дает возможность визуально (с поверхности земли) определить поврежденный изолятор.

Фарфоровые и стеклянные штыревые изоляторы широко применяются на воздушных линиях электропередачи напряжением 0,4; 10 (ШФ10-Г, ШС10-Д и др.) и 20 (ШФ20-Г, ШФ20-А и др.) кВ (например, на ВЛ ПЭ 10 кВ, ВЛ СЦБ 10 кВ и др.).

В настоящее время широкое применение в электроустановках находят полимерные изоляторы на напряжение 35—220 кВ. Их можно классифицировать следующим образом:

– некерамические изоляторы (композитные, из нескольких полимерных материалов, а также цельные — из одного полимерного материала);

– изоляторы из традиционных материалов (фарфор, стекло), покрытые тонкой полимерной оболочкой.

Изоляторы имеют малый вес (в 10—15 раз легче гирлянды фарфоровых изоляторов), устойчивы к ударным механическим нагрузкам, удобны в монтаже и транспортировке.

Выбор изоляторов производится по роду установки (внутренняя или наружная) и напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}, \quad (4.1)$$

где $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение изолятора;

$U_{\text{раб}}$ — рабочее напряжение установки.

Прходные изоляторы дополнительно выбирают по номинальному току

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.макс}}, \quad (4.2)$$

где $I_{\text{ном}}$ — номинальный ток токоведущего стержня изолятора;

$I_{\text{раб.макс}}$ — максимальный рабочий ток.

Выбранные изоляторы проверяют на динамическую стойкость по условию

$$F_{\text{расч}} \leq 0,6 F_{\text{разр}}, \quad (4.3)$$

где $F_{\text{расч}}$ — наибольшая расчетная нагрузка, определяемая по формуле (2.49);

$F_{\text{разр}}$ — разрушающая нагрузка по каталогу;

0,6 — коэффициент запаса прочности.

На проходные изоляторы действует только половина нагрузки, приходящейся на длину пролета, поэтому $F_{\text{расч}}$ необходимо умножить на 0,5 и определять по формуле

$$F_{\text{расч}} = 0,088 i_y^2 \frac{l}{a}. \quad (4.4)$$

Проверка проходных изоляторов на термическую стойкость производят по условию (2.75) $q \geq q_{\text{мин}}$, где q — сечение токоведущего стержня выбранного проходного изолятора.

4.2. Шины и провода распределительных устройств

Шины являются жесткими неизолированными проводниками, которые применяют для сборных шин распределительных устройств, а также для электрического соединения аппаратов между собой и присоединения их к сборным шинам.

Материал шин должен удовлетворять ряду требований: обеспечивать необходимую электрическую проводимость, механическую прочность, быть устойчивым к химическим воздействиям окружающей среды, иметь небольшую массу и стоимость. В качестве материала шин могут быть использованы медь, алюминий и сталь. Материал шин выбирают на основе соответствующего технико-экономического обоснования. Стальные шины могут использоваться в маломощных электроустановках при рабочих токах до 200—300 А.

По соображениям экономического порядка применяют, как правило, шины из алюминия и его сплавов с различными электрическими и механическими характеристиками.

Распространенной формой поперечного сечения шин является прямоугольник, имеющий соотношение сторон $b/h = 1/5—1/12$ (рис. 4.5, *а*). Такие шины называются *плоскими шинами*. Они обеспечивают хороший отвод тепла в окружающую среду, так как имеют большую поверхность охлаждения. При рабочих токах более 2000 А токопроводы собирают из нескольких шин (пакета шин). Пакет состоит из двух или трех полос (рис. 4.5, *б* и *в*). Допустимый ток при этом увеличивается соответственно до 3200 и 4100 А, т.е. не пропорционально числу полос из-за неравномерного распределения тока между полосами и ухудшения условий охлаждения. Недостатком пакета шин является также сложность монтажа и снижение механической устойчивости шин при к.з. из-за притяжения полос друг к другу, так как по ним протекают токи одного направления. Чтобы

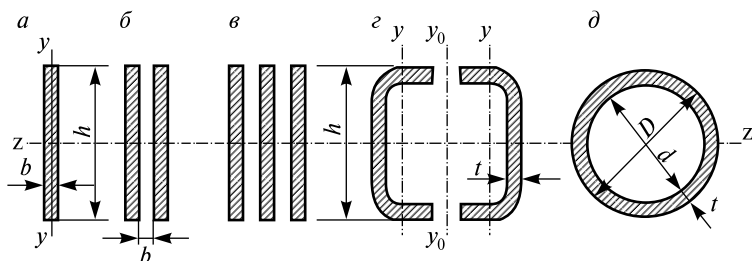


Рис. 4.5. Формы поперечного сечения шин:

a — прямоугольная; *б* и *в* — пакет из двух и трех полос; *г* — коробчатая; *д* — кольцевая (трубчатая)

исключить смыкание полос при к.з., между ними ставят дистанционные прокладки с соответствующим креплением.

При больших рабочих токах применяют *составные шины* из двух коробчатых шин большого сечения (рис. 4.5, *г*), имеющих толщину t . Благодаря малому влиянию эффекта близости и достаточно хорошему охлаждению использование металла *коробчатых шин* получается значительно лучше по сравнению с пакетом прямоугольных шин того же общего сечения. Расчеты показывают, что уже трехполосовые пакеты шин выгодно заменять коробчатыми шинами.

Шины прямоугольного и коробчатого сечения применяют на напряжении до 10 кВ. В установках напряжением 35 кВ и выше необходимо учитывать явление коронного разряда, который возникает при частичном электрическом пробое воздуха у поверхности проводника. Шины прямоугольного и коробчатого сечения способствуют формированию неравномерного электрического поля и появлению короны (фиолетового свечения, хорошо видимого в темноте). Коронирование шин весьма нежелательно, так как при этом происходит ионизация воздуха, снижающая его электрическую прочность и облегчающая перекрытие изоляторов и пробой между фазами. При коротких разрядах происходит образование озона и окислов азота. Озон интенсивно окисляет металлические конструкции распределительного устройства, а окислы азота образуют с водой азотную кислоту, которая разрушает изоляцию и металлы.

Наиболее совершенной формой поперечного сечения шин является круглая кольцевая, которую имеют *трубчатые шины* (рис. 4.5, *д*).

При правильном выборе соотношения толщины стенки t и диаметра трубы D обеспечивается хороший отвод тепла и достаточная механическая прочность. Вокруг трубчатой шины создается равномерное электрическое поле, что препятствует возникновению короны. Трубчатые шины укрепляют на опорных стержневых или штыревых изоляторах, а также крепят к опорным конструкциям гирляндами подвесных изоляторов.

Многопроволочные гибкие провода широко применяют, наряду с трубчатыми шинами, в открытых распределительных устройствах. Обычно применяют сталеалюминиевые провода марки АС, у которых сердечник скручен из стальных оцинкованных проволок, а алюминиевая часть из проволок одинакового диаметра укладывается рядами (повивами) вокруг стального сердечника.

Окраска шин эмалевой краской несколько повышает теплоотдачу в окружающую среду, что дает возможность увеличить допустимый ток нагрузки на шины. Для облегчения ориентировки персонала в электроустановке применяют цветную окраску шин.

В распределительных устройствах постоянного тока шины положительной полярности окрашивают в красный цвет, отрицательной — в синий.

Окраска шин при переменном трехфазном токе следующая: фаза A имеет желтый цвет; фаза B — зеленый; фаза C — красный; нулевая рабочая N — голубой; нулевая защитная N — продольные полосы желтого и зеленого цветов.

Шины однофазного тока, являющиеся ответвлением от системы трехфазного тока, окрашиваются как соответствующие шины, от которых они ответвляются.

Резервные шины окрашиваются в цвет резервируемой основной шины. Если же резервная шина может заменить любую из основных, то она окрашивается поперечными полосами цвета основных, которые чередуются между собой.

Многопроволочные гибкие провода не окрашивают, так как изменение провисания их при изменении температуры нагрева приводит к разрушению слоя краски.

Выбор шин и проводов распределительных устройств осуществляется по максимальным рабочим токам, при которых температура нагрева токоведущих частей не превышала бы $70\text{ }^{\circ}\text{C}$. Для этого должно быть выполнено условие

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.макс}}, \quad (4.5)$$

где $I_{\text{доп}}$ — длительно допустимый ток нагрузки токоведущей части;
 $I_{\text{раб.макс}}$ — максимальный рабочий ток выбираемого проводника.

Выбранные токоведущие части проверяются по току к.з. на динамическую и термическую стойкость согласно методике, изложенной в параграфах 2.5 и 2.6.

Проверка на динамическую стойкость пакета плоских шин усложняется тем, что на каждую полосу действуют две изгибающие силы: сила взаимодействия между фазами и сила взаимодействия между полосами в пакете. При этом расчетное напряжение материала шины определяется по формуле

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\text{ф}} + \sigma_{\text{п}}, \quad (4.6)$$

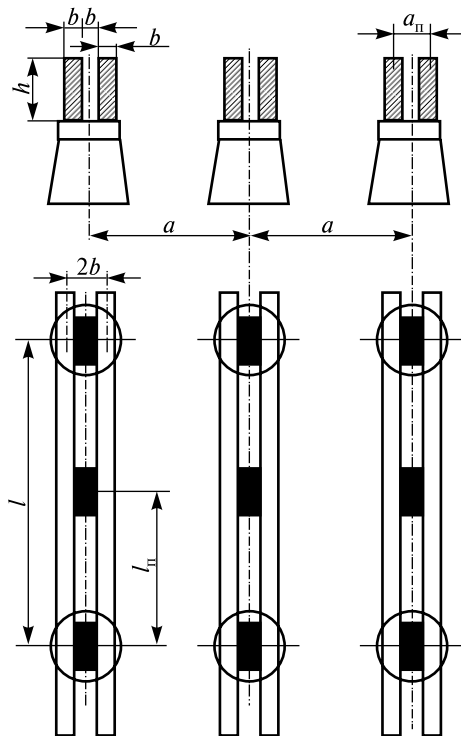


Рис. 4.6. Расположение двухполосных шин на опорных изоляторах

где $\sigma_{\text{ф}}$ — напряжение в материале шин от взаимодействия фаз, определяемое по формуле (2.51);

$\sigma_{\text{п}}$ — напряжение в материале шин от взаимодействия полос в пакете одной фазы.

Для уменьшения $\sigma_{\text{п}}$ между полосами ставят фиксирующие прокладки (обычно из материала шин). Частое расположение прокладок нежелательно из-за ухудшения охлаждения шин, большого расхода металла и усложнения монтажа. Обычно прокладки устанавливают в середине пролета между двумя опорными изоляторами и на изоляторах. При этом расстояние между фиксирующими прокладками $l_{\text{п}}$ принимается равным $l/2$ (рис. 4.6). Усилие между полосами фазы, по которой протекает ударный ток, можно определить, опираясь на формулу (2.48):

$$F_{\Pi} = 2,04K_{\Phi}(0,5i_y)^2 \frac{l_{\Pi}}{2b} \cdot 10^{-1} \text{ или}$$

$$F_{\Pi} = 0,26K_{\Phi}i_y^2 \frac{l_{\Pi}}{b} \cdot 10^{-1}, \quad (4.7)$$

где K_{Φ} — коэффициент формы, определяемый для двухполосного пакета по кривой (рис. 4.7).

Изгибающий момент от действия силы F_{Π}

$$M_{\Pi} = \frac{F_{\Pi}l_{\Pi}}{12}. \quad (4.8)$$

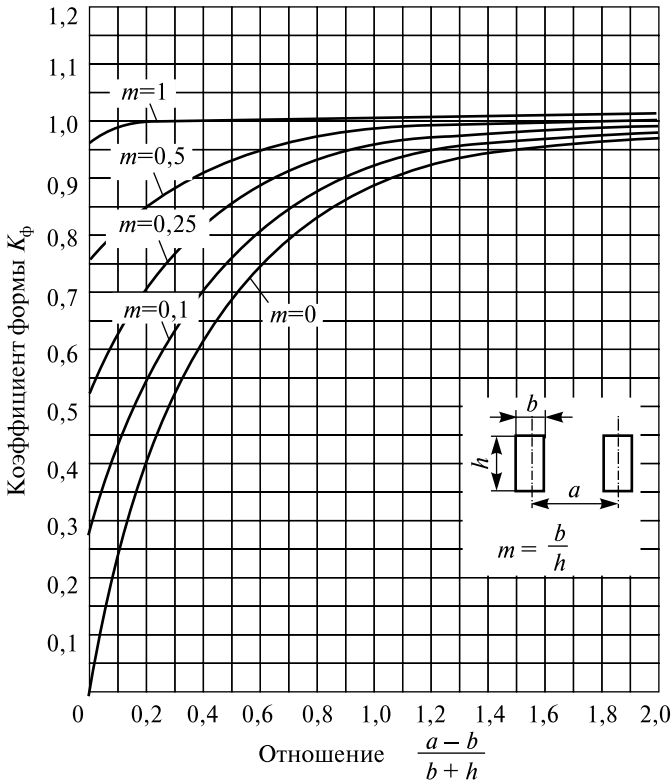


Рис. 4.7. Кривые для определения коэффициента формы двухполосных шин

Напряжение в материале шин от взаимодействия полос пакета

$$\sigma_{\Pi} = \frac{M_{\Pi}}{W} \cdot 10^{-6}. \quad (4.9)$$

Момент сопротивления при отсутствии жесткого соединения между полосами и их вертикальном расположении определяется по формуле

$$W = 0,333hb^2. \quad (4.10)$$

При тех же условиях и горизонтальном расположении шин

$$W = 0,333h^2b. \quad (4.11)$$

При жестком соединении полос пакета и их вертикальном расположении

$$W = 1,44hb^2. \quad (4.12)$$

Проверка трубчатых шин на динамическую стойкость проводится аналогично проверке однополосовых прямоугольных шин, изложенной в параграфе. Момент сопротивления трубчатых шин при проверке определяется по формуле

$$W = \frac{(D^4 - d^4)}{32D}, \quad (4.13)$$

где D и d — наружный и внутренний диаметры трубчатой шины (см. рис. 4.5, ∂).

Гибкие провода, применяемые в открытых распределительных устройствах в качестве сборных шин выбираются согласно условию (4.5):

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.макс}}$$

Выбранные провода проверяются на термическую стойкость по условию (2.75).

При напряжении 35 кВ и выше гибкие проводники проверяются по условию отсутствия коронирования:

$$E \leq 0,9E_0, \quad (4.14)$$

где E — напряженность электрического поля около поверхности провода, кВ/см:

E_0 — начальная напряженность электрического поля, при которой возникает коронный разряд, кВ/см.

$$E = \frac{0,354U}{R_{\text{пр}} \lg(D_{\text{ср}} / R_{\text{пр}})}, \quad (4.15)$$

где U — линейное напряжение, кВ;

$R_{\text{пр}}$ — радиус провода, см;

$D_{\text{ср}}$ — среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении проводов фаз $D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{DD^2D} = 1,26D$. Здесь D — расстояние между соседними фазами, а $2D$ — между крайними

$$E_0 = 30,3m \left(1 + 0,299 / \sqrt{R_{\text{пр}}} \right), \quad (4.16)$$

где m — коэффициент шероховатости поверхности проводника, принимаемый для скрученных многопроволочных проводников равным 0,82 (для однопроволочных проводов и трубчатых шин — 0,93—0,98).

Для РУ-110 кВ по условию отсутствия коронирования необходимо выбрать провод АС-70 или большего сечения.

4.3. Кабели

Кабелями называются изолированные проводники, которые служат для передачи электрического тока в земле, воде и на воздухе.

По назначению кабели подразделяют на силовые и контрольные. *Силовые кабели* используют для передачи электрической энергии там, где применение для этой цели неизолированных шин и проводов невозможно или нерационально. *Контрольные кабели* применяют для передачи информации в цепях управления, измерения, контроля и учета, защиты и сигнализации, автоматики и телемеханики. Они связывают между собой измерительные трансформаторы и приборы измерения, управляющие устройства и объекты управления, сигнальные приборы и объекты сигнализации. Поэтому контрольные кабели нередко называют кабелями связи.

Конструкция кабеля зависит от назначения и условий его применения. Основными конструктивными элементами кабеля являются: токоведущие жилы, изоляция, защитная оболочка, броня и защитные покровы. Кабели могут иметь все перечисленные элементы или некоторые из них.

На рис. 4.8 показана конструкция трехжильного силового кабеля с изоляцией из пропитанной бумаги. Три жилы кабеля 1 изолированы кабельной бумагой 2. Свободное пространство между жилами и поясной изоляцией 4 заполняется джутовым наполнителем 3 из пряжи. Поверх поясной изоляции располагается гидрооболочка 5, предотвращающая высыхание изоляции и попадание влаги внутрь кабеля. Для защиты оболочки от действия кислот и щелочей ее покрывают кабельной бумагой 6, пропитанной компаундом, и прослойкой 7 из джута или пропитанной кабельной пряжи. Броня 8 из стальных лент защищена от химического воздействия почвы пропитанной битумом кабельной пряжей (джутовой оплеткой) 9, которую снимают из-за опасности распространения пожара при прокладке кабеля в помещении.

Силовые кабели переменного тока с резиновой изоляцией выпускают главным образом на напряжения 0,66—10 кВ, кабели с пластмассовой изоляцией — на напряжение до 35 кВ, с бумажной пропитанной изоляцией — на 1—35 кВ, а также маслonaполненные кабели напряжением 110—200 кВ. В последнее время в России, США,

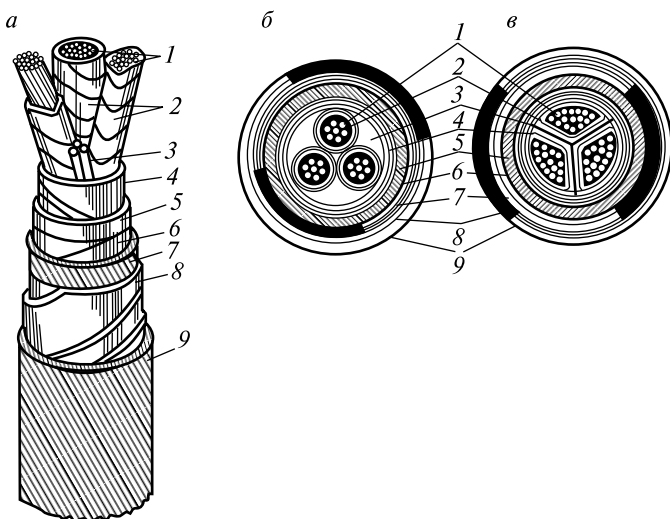


Рис. 4.8. Силовой кабель:

а — конструкция кабеля; *б* и *в* — сечения кабелей с круглыми и секторными жилами

Японии и др. развитых странах стали широко применяться кабели с пластмассовой изоляцией на напряжения до 500 кВ, а также испытываться опытно-промышленные образцы высокотемпературных сверхпроводящих кабелей.

Изготавливают силовые кабели с одной, двумя, тремя (рис. 4.8, а), четырьмя и пятью токоведущими жилами. В четырехжильных кабелях одна из жил обычно выполняется меньшего сечения, чем остальные, и используется в качестве нулевой. Для изготовления жил применяют медь и алюминий. В зависимости от требуемой гибкости кабеля жилы могут быть одно- и многопроволочными, последние обладают большей гибкостью. Для кабелей стационарной прокладки изготавливают жилы круглой (рис. 4.8, б) и фасонной (сегментной и секторной) формы. Применение секторных (рис. 4.8, в) и сегментных жил вместо круглых приводят к уменьшению диаметра кабеля на 20—25 % и соответственно к сокращению расхода материалов на изоляцию, оболочку и защитные покрытия.

Алюминиевые однопроволочные жилы изготавливают круглыми при сечении от 2,5 до 240 мм², фасонными — от 25 до 240 мм²; многопроволочные жилы — круглыми при сечении от 70 до 1000 мм², фасонными — от 70 до 240 мм².

В связи с дефицитом и высокой стоимостью меди применение кабелей с медными жилами ограничено и в каждом конкретном случае требует обоснования. Для изготовления жил кабеля чаще применяют алюминий.

Изоляция обеспечивает надежную работу кабеля. Она должна иметь такую электрическую прочность, чтобы возможность электрического пробоя ее при напряжении, на которое рассчитан кабель, была исключена.

Бумажная пропитанная изоляция жил кабелей имеет хорошие электрические характеристики, продолжительный срок службы, сравнительно высокую допустимую температуру и невысокую стоимость. К недостаткам бумажной изоляции следует отнести ее гигроскопичность, которая требует полной герметичности оболочек кабеля. Кроме того, пропитывающий бумагу состав при значительной разности уровней прокладки кабеля по длине может стекать с верхнего конца вниз, что снижает изоляционную прочность, ухудшает условия охлаждения, сокращает срок службы кабеля. Данные о допустимой разности уровней при прокладке кабелей даются в справочной литературе.

В процессе работы кабели периодически нагреваются и охлаждаются. Нагрев вызывает расширение пропиточного состава и деформацию оболочки. В результате этого в изоляции образуются газовые и вакуумные включения, снижающие ее диэлектрическую прочность. Под действием электрического поля в этих включениях возникает ионизация, сопровождающаяся повышением температуры, ускоренным местным старением изоляции и снижением ее электрической прочности. Это ограничивает применение таких кабелей напряжением до 35 кВ.

При напряжении 110 кВ и выше используют *маслонаполненные* кабели, в которых образования газовых включений не происходит. Масло в маслопроводящем канале кабеля в процессе монтажа и эксплуатации постоянно находится под давлением, которое поддерживается автоматически в заданных пределах с помощью маслоподпитывающих устройств, устанавливаемых вдоль кабельной линии.

Пластмассовую изоляцию для силовых кабелей изготавливают из полиэтилена (ПЭ) или поливинилхлорида (ПВХ). Такие кабели прокладывают в пожароопасных каналах, тоннелях, в агрессивной среде, при отсутствии механических воздействий. Кабели прокладывают в трубах или располагают их так, чтобы исключить прикосновение к ним обслуживающего персонала. Для прокладки в земле используют кабели с ленточной броней.

Кабели с *резиновой изоляцией* обычно используются в помещениях с агрессивной средой, при отсутствии механических воздействий. К преимуществам резиновой изоляции относятся ее гибкость и практически полная негигроскопичность, а к недостаткам — более высокая стоимость, низкая рабочая температура (65 °С) по сравнению с другими видами изоляции, снижение с течением времени эластичности.

Для защиты изоляции жил от воздействия света, влаги, различных химических веществ, а также для предохранения ее от механических повреждений кабели снабжают *оболочками*. Лучшими материалами для оболочек в отношении герметичности и влагостойкости, гибкости и теплостойкости являются металлы (свинец, алюминий). Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией не нуждаются в металлических оболочках, поэтому их выпускают обычно в пластмассовой или резиновой оболочке.

Защитные покровы располагаются поверх оболочки и состоят из подушки, брони и наружного покрова. Подушка кабеля представляет собой слой волокнистого материала или битумного состава и предназначена для предохранения оболочки кабеля от повреждений стальными лентами или проволоками брони. Броня служит для защиты кабеля от механических повреждений.

Для кабелей, не подвергающихся в процессе эксплуатации растягивающим усилиям, применяют ленточную броню, состоящую из двух стальных лент, накладываемых так, чтобы верхняя лента перекрывала зазоры между витками нижней, а для кабелей, подвергающихся растягивающим усилиям, — броню из оцинкованных плоских или круглых проволок.

Наружный покров, состоящий из пропитанной пряжи и покрытия из слоя битумного состава и джутовой оплетки, защищает броню кабеля от коррозии.

Маркировка кабелей в соответствии с их конструкцией выполняется буквенно-цифровой. Буквы в марке кабеля указывают на следующее:

А — алюминиевая жила;

АА — алюминиевые жилы и оболочки;

Б — броня из стальных лент с антикоррозионным наружным покровом;

Б_н — то же, но с негорючим покровом из стеклопряжи и негорючего состава;

В — поливинилхлоридная изоляция и оболочка;

В (в конце обозначения) — обедненно пропитанная бумажная изоляция;

М — маслonaполненный кабель;

Н — негорючая резина;

П — броня из оцинкованных плоских проволок;

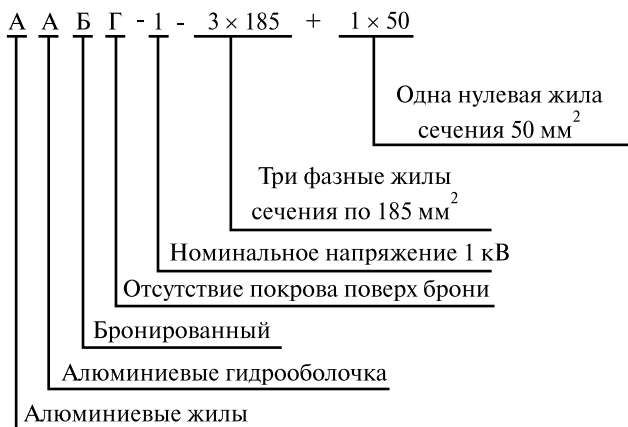
П_с — негорючий полиэтилен (самозатухающий);

Р — резиновая изоляция;

Г — отсутствие наружного покрова поверх брони (джутовой оплетки).

Цифры после буквенного обозначения указывают следующее: первая группа — номинальное напряжение; вторая — количество жил (фаз); третья — сечение жил; четвертая — наличие нулевой жилы; пятая — сечение нулевой жилы.

Ниже дана расшифровка марки кабеля:



Выбор кабеля производится по конструкции в зависимости от условий прокладки (на воздухе, в земле или воде), от величины рабочего напряжения $U_{\text{раб}}$ и наибольшего рабочего тока $I_{\text{раб.макс}}$ согласно условиям:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}} \text{ и } I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.макс}}, \quad (4.17)$$

где $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение кабеля;

$I_{\text{доп}}$ — длительно допустимый ток кабеля.

Выбранный кабель проверяют только на термическую стойкость по условию (2.75): $q \geq q_{\text{мин}}$.

Контрольные кабели выполняют многожильными от 4 до 61 жилы в одном кабеле сечением от 0,75 до 10 мм². Их изоляция преимущественно резиновая или пластмассовая. В марку кабеля входит буква К (контрольный), например, КРВБГ-10×1,5 (контрольный, с резиновой изоляцией и оболочкой ПВХ, бронированный, голый, десять медных жил сечением 1,5 мм²). Если жилы алюминиевые, то первой буквой марки кабеля будет А.

Глава 5. КОММУТАЦИОННЫЕ И ЗАЩИТНЫЕ АППАРАТЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

5.1. Электрические контакты

Контакт означает касание, соприкосновение. *Электрическим контактом* называется место соприкосновения двух или нескольких проводников между собой, через которое электрический ток проходит из одной цепи в другую. Детали, находящиеся в соприкосновении, принято называть контактными частями или контактами. В отключающих аппаратах контактами называют каждый из соприкасающихся проводников контактного соединения.

По своему назначению и условиям работы контакты можно разделить на две основные группы — *неразмыкаемые и замыкаемые*. Неразмыкаемые контакты в свою очередь делятся на:

- *неподвижные* (жесткие) контакты, в которых отсутствует перемещение контактных частей относительно друг друга и которые служат для постоянного соединения проводов и шин (рис. 5.1), ответвлений от них; они выполняются сваркой и при помощи болтов;
- *подвижные* контакты, в которых имеет место скольжение или качение одной контактной части относительно другой.

На рис. 5.1 приведены болтовые соединения, выполненные внахлестку (*а*), внахлестку с изгибом шины «уткой» (*б*), встык с помощью накладок (*в*), внахлестку с помощью сжимов (*г*). Сварка обеспечивает более надежные по сравнению с болтовыми контактные соединения шин и, следовательно, повышает надежность ошиновки в целом. Сварные соединения по сравнению с болтовыми менее трудоемки и более экономичны, поскольку требуют меньше шин из-за выполнения соединений встык. Поэтому сварку шин следует применять во всех случаях, за исключением тех, когда по условиям эксплуатации необходимо иметь разъемные соединения.

На рис. 5.1, *д*, показано устройство неразмыкаемых подвижных контактов роликового типа. Подвижный контактный стержень *1*

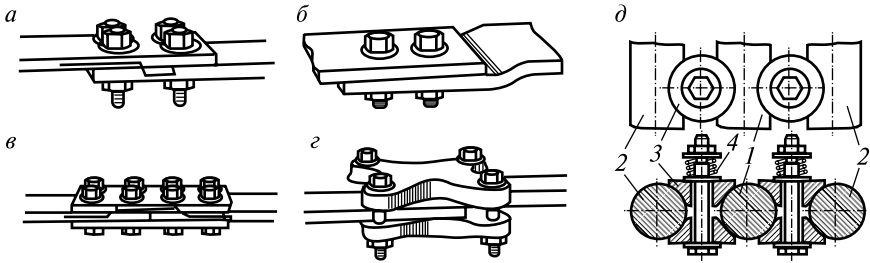


Рис. 5.1. Неразмыкаемые контактные соединения:

а — внахлестку; *б* — внахлестку с изгибом шины «уткой»; *в* — встык с помощью накладок; *г* — внахлестку с помощью сжимов; *д* — роликового типа

перемещается вверх и вниз вдоль своей оси, сохраняя при этом контакт с неподвижными стержнями 2 через конические ролики 3, прижимаемые к ним пружинами 4. Число пар роликов выбирают в соответствии с номинальным током аппарата.

Размыкаемые (размыкающие электрическую цепь) контакты классифицируют по виду контактных поверхностей, конструктивному выполнению и назначению.

По виду контактных поверхностей контакты разделяют на:

- *поверхностные* (рис. 5.2, *а*), когда контакт образуется при соприкосновении двух плоскостей 1 и 2;
- *линейные* (рис. 5.2, *б*), когда контакт образуется при соприкосновении плоскости шины 1 с ребром другой шины 2, а также двух цилиндрических поверхностей по их общей образующей;
- *точечные*, когда контакты образуются при соприкосновении сферических поверхностей 2, а также сферы 2 и плоскости 1 (рис. 5.2, *в*),

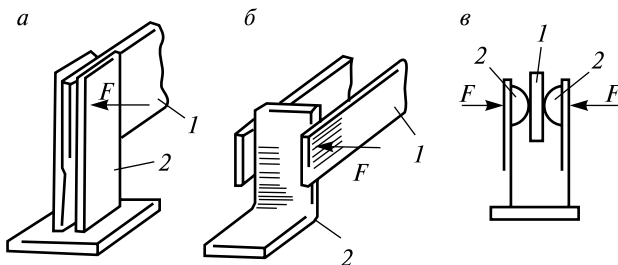


Рис. 5.2. Виды контактных поверхностей:

а — поверхностные; *б* — линейные; *в* — точечные

или двух цилиндрических поверхностей, образующие которых расположены под углом одна к другой.

По конструктивному выполнению различают контакты:

– *плоскостные пружинные рубящего типа*, состоящие из пружинящих контактных стоек 2 (рис. 5.3, а), подвижного контактного ножа 1 и стальной пружины 3, обеспечивающей при необходимости дополнительное давление в контактах;

– *торцевые*, имеющие в качестве контактных частей: плоскость — торец стержня, стержень—стержень; труба—труба; плоскость—торец трубы (рис. 5.3, б), где подвижный контакт 4 выполнен в виде медной трубы со съёмными латунными наконечниками, а непод-

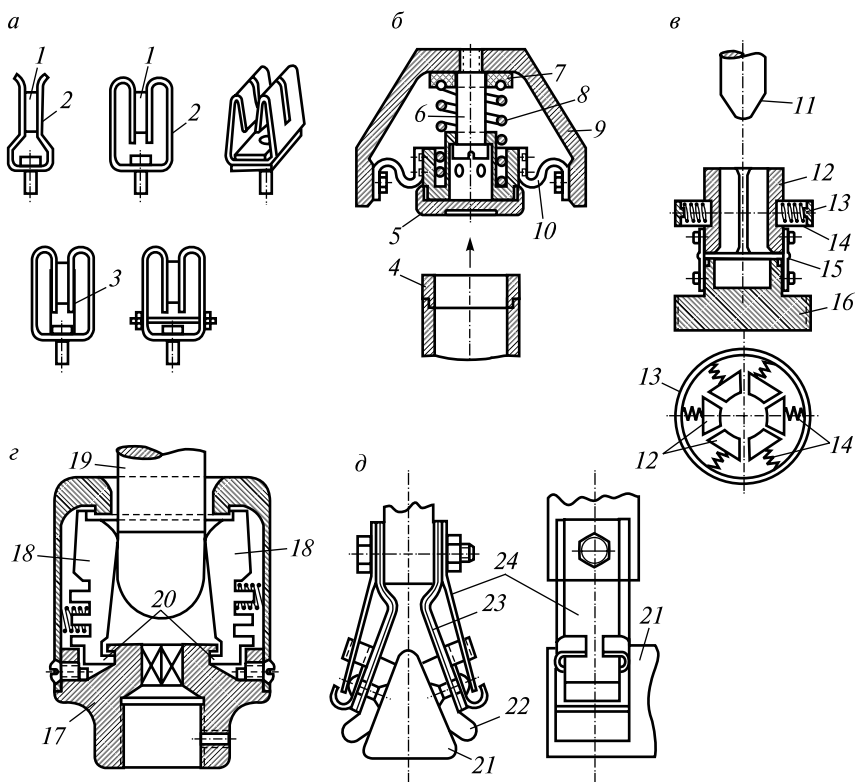


Рис. 5.3. Конструкции размыкаемых контактов:

а — плоскостные пружинные рубящего типа; б — торцевые; в — розеточные с гибкими связями; г — розеточные без гибких связей; д — пальцевые

вижный контакт 5 также со съёмным наконечником, соединен с корпусом 9 гибкими связями 10; пружина 8 создает необходимое контактное давление и предотвращает жесткие удары при включении, когда оба контакта продолжают двигаться вверх по направляющему стержню 6, сжимая пружину, упирающуюся в изолирующую пластмассовую шайбу 7;

– *розеточные с гибкими связями* (рис. 5.3, в), состоящие из нескольких контактных сегментов 12, снабженных пружинами 14 и соединенных токоведущими связями 15 с контактодержателем 16; пружины, упираясь в кольцо 13, прижимают сегменты к подвижному контакту 11, диаметр которого несколько больше внутреннего диаметра сжатой розетки;

– *розеточные без гибких связей* (рис. 5.3, г), обеспечивающие электрическую связь подвижного контакта 19 с контактодержателем 17 через контактные сегменты 18, нижние выступы 20 которых при включении упираются в кольцевую выточку контактодержателя;

– *пальцевые* (рис. 5.3, д), имеющие контактные латунные пальцы 22, закрепленные на гибких токоведущих пластинах 23 и прижимаемые плоскими стальными пружинами 24 к клинообразному контактному ножу 21.

По назначению контакты могут быть:

– *рабочими*, рассчитанными на длительное протекание рабочих токов нагрузки;

– *дугогасительными*, которые включаются параллельно рабочим контактам и предназначаются для разрыва электрической дуги при размыкании цепи.

При наличии рабочих и дугогасительных контактов у отключающих аппаратов подвижную систему выполняют так, чтобы при отключении сначала расходились рабочие контакты, а дугогасительные некоторое время оставались замкнутыми, а затем — разрывали цепь, образуя дугу, сохраняя при этом дорогостоящие массивные рабочие контакты. Процесс включения происходит в обратном порядке: первыми замыкаются дугогасительные контакты, затем — рабочие.

Качество контакта в значительной степени характеризуется его электрическим сопротивлением, так как от величины последнего зависит нагрев контакта в нормальном режиме и при протекании

тока короткого замыкания. Чрезмерный перегрев контактов может привести к их разрушению и тяжелой аварии.

Рассмотрение соприкосновения двух хорошо обработанных и пригнанных друг к другу плоских контактов показывает, что в действительности контакты соприкасаются не по всей поверхности, а только в небольшом числе точек. Объясняется это тем, что на поверхности даже тщательно обработанных металлических контактов остаются микроскопические выступы и впадины, как это показано в сильно увеличенном виде на рис. 5.4. При отсутствии силы нажатия плоские контакты обычно соприкасаются в одной—трех точках, в зависимости от их конструкции.

Предположим, что при наложении контакты соприкасаются только в одной точке. При сжатии контактов некоторой силой F_1 вершины бугорков, по которым они соприкасаются, несколько сомнутся и образуется небольшая площадка a действительного касания контактов (рис. 5.4, *a*). Увеличение сжимающей силы до F_2 приводит к еще большему смятию бугорков, к сближению контактов и возникновению новых дополнительных площадок касания b (рис. 5.4, *б*). Таким образом, действительная площадь соприкосновения контактов, равная сумме элементарных площадок касания, очень невелика и во много раз меньше полной контактной поверхности.

Электрическое сопротивление неокисленного контактного соединения в основном обусловлено сильным сужением пути протекания тока в непосредственной близости к местам перехода с одного контакта на другой вследствие малых размеров площадок, через которые протекает ток. Сказывается также увеличение средней длины пути тока. Исходя из этого, сопротивление контактного соединения можно рассматривать состоящим из двух частей:

$$R_k = R_{\Pi} + R_M, \quad (5.1)$$

где R_{Π} — переходное сопротивление контакта;

R_M — сопротивление металла контактов на участке, где наблюдается увеличение плотности тока (см. рис. 5.4).

Сопротивление металла контакта R_M в общем случае невелико и имеет

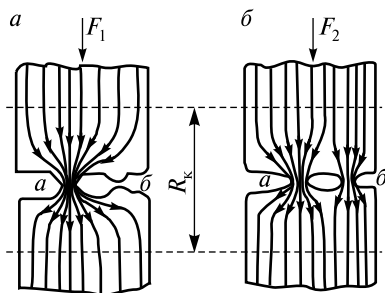


Рис. 5.4. Вид контактного соединения до (*a*) и после (*б*) сжатия

существенное значение только при определении сопротивления контактов с малым переходным сопротивлением R_{Π} , т.е. когда R_M и R_{Π} соизмеримы. К таким контактам относятся жесткие болтовые соединения шин и проводов, выполненные с большой силой нажатия.

В неразмыкаемых подвижных и размыкаемых контактах отключающих аппаратов сила нажатия, создаваемая контактными пружинами, значительно меньше, поэтому они обладают сравнительно большим переходным сопротивлением $R_{\Pi} \gg R_M$. Для этих контактов можно принять $R_K = R_{\Pi}$.

Переходное сопротивление контакта можно определить по формуле

$$R_K = CF^{-m}, \quad (5.2)$$

где C — коэффициент, зависящий от проводимости материала и состояния контактной поверхности;

m — коэффициент, зависящий от формы контактов и имеющий величину от 0,5 (для точечного контакта) до 1 (для поверхностного);

F — сила нажатия контактов, даН.

Значения коэффициента C для контактных пар из различных металлов приведены в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Значения коэффициента C для различных контактных пар

Материал контактов	C , Ом·даН
Медь—медь	$(0,07 \div 0,14) \cdot 10^{-3}$
Серебро—серебро	$0,06 \cdot 10^{-3}$
Алюминий—алюминий	$0,127 \cdot 10^{-3}$
Алюминий—медь	$0,98 \cdot 10^{-3}$
Латунь—медь	$0,38 \cdot 10^{-3}$
Сталь—сталь	$7,6 \cdot 10^{-3}$
Сталь—медь	$3,1 \cdot 10^{-3}$

Приведенные в табл. 5.1 данные о величине коэффициента C справедливы только для свежезачищенных контактов. С течением времени происходит окисление кислородом воздуха и появление пленки окиси металлов. Нагрев контактов ускоряет процесс окисления контактных поверхностей. Окислы большинства проводниковых металлов обладают большим сопротивлением и резко увели-

чивают переходное сопротивление контактов. Исключение составляет серебро; его окислы имеют электропроводность того же порядка, что и чистое серебро.

Ко всем электрическим контактными соединениям предъявляются следующие основные требования: надежность выполнения; стойкость против внешних воздействий; постоянство переходного сопротивления; нагрев в допустимых пределах; электродинамическая и термическая стойкость при протекании токов к.з.

5.2. Образование и гашение электрической дуги

Изучение отключающих аппаратов, правильная оценка их особенностей и надлежащая их эксплуатация требует ясного понимания процессов, происходящих при отключении.

Образование дуги. При отключении электрических цепей под нагрузкой между контактами отключающего аппарата, как правило, возникает электрическая дуга, представляющая собой поток заряженных частиц (электронов и положительных ионов), который течет от одного электрода к другому. При этом выделяется большое количество тепловой энергии и температура стержня дуги достигает $10\,000\text{ }^{\circ}\text{C}$ и выше, в зависимости от силы тока, свойств окружающей газовой среды и ее давления. Высокая температура дуги является основной причиной износа контактов отключающего аппарата; чтобы его уменьшить, необходимо быстро погасить дугу.

Для существования дуги между контактами необходимо, чтобы ток в цепи был не меньше 80 mA , а напряжение между контактами не менее $10\text{--}20\text{ V}$. Образование дуги начинается в момент размыкания контактов, когда давление в них и количество точек их касания уменьшается, а переходное сопротивление и нагрев контактов быстро увеличиваются. При отрыве контактов друг от друга на катоде обычно имеется сильно раскаленные участки, излучающие свободные электроны.

Кроме того, происходит *автоэлектронная эмиссия* — процесс вырывания с поверхности катода электронов под действием высокой напряженности электрического поля, которая существует в начальной стадии расхождения контактов, когда расстояние между ними очень мало.

Под действием электрического поля электроны, находящиеся между контактами, начинают перемещаться от катода к аноду, за-

пасая при движении кинетическую энергию. На своем пути они сталкиваются с атомами нейтрального газа. Если в момент столкновения электрон имеет достаточный запас кинетической энергии, то он может выбить из атома газа один или даже несколько электронов, в результате чего возникают новые свободные электроны и положительно заряженный ион. Это явление называется *ударной ионизацией*.

Появившиеся новые свободные электроны также перемещаются к аноду и, приобретая достаточную скорость, в свою очередь участвуют в ударной ионизации. Процесс ионизации принимает лавинообразный характер. По мере увеличения количества заряженных частиц в межэлектродном пространстве возрастает температура дуги, одновременно снижается напряженность электрического поля и скорость перемещения заряженных частиц, а значит, вероятность ударной ионизации исчезает. Следовательно, ударная ионизация является лишь первоначальной причиной возникновения дуги.

Вследствие очень высокой температуры в центральной части газобразной плазмы, состоящей из положительно и отрицательно заряженных частиц газа, происходит интенсивная *термическая ионизация* — процесс образования свободных электронов и положительных ионов при столкновении нейтральных частиц газа, попадающих в область дуги с температурой выше 5000 °С и входящих в быстрое беспорядочное движение. Термическая ионизация является основной причиной появления новых заряженных частиц в дуге.

Термоэлектронная эмиссия — процесс испускания электронов с поверхности накаливаемого катода, когда его температура достигает величины, необходимой для преодоления электронами потенциального барьера на поверхности раздела катод-газ. С повышением температуры катода скорость движения электронов внутри него возрастает и для некоторых из них становится достаточной для преодоления потенциального барьера.

Разогрев катода происходит в первый момент отключения электрической цепи, когда растет переходное сопротивление контактов и увеличивается потеря энергии в них. В дальнейшем температура контактов поддерживается и даже возрастает в результате бомбардировки поверхности катода положительными ионами, которые имеют в отличие от электронов большую массу, что способствует выделению при ударах значительного количества тепловой энергии.

Несмотря на высокую электрическую проводимость дуги, распределение напряжения вдоль нее неодинаково, что видно на рис. 5.5. Вблизи электродов наблюдается резкое изменение напряжения:

- катодное падение напряжения U_K в катодном пространстве $l_K = 10^{-6}$ м имеет постоянную величину, равную приблизительно 10—20 В, и зависит от температуры, материала катода и среды, в которой горит дуга;

- анодное падение напряжения U_A в анодной зоне $l_A = 10^{-6}$ м обычно меньше катодного U_K ; в большой степени оно зависит от тока в дуге и при больших токах близко к нулю;

- падение напряжения в столбе дуги U_{CT} пропорционально длине столба и для воздуха (при нормальном давлении) составляет 0,1—0,3 В/м.

Область катодного падения напряжения U_K , несмотря на очень тонкий слой, играет важную роль в процессе образования и поддержания дуги. Дуга между электродами может существовать только в том случае, если приложенное к ним напряжение больше катодного падения напряжения. U_A и U_{CT} при определенных условиях (при больших токах и короткой дуге) могут иметь весьма малые величины, стремящиеся к нулю. В длинной дуге высокого напряжения U_K имеет ничтожно малое значение по сравнению с U_{CT} .

Деионизация дугового промежутка является противоположностью ионизации, т.е. представляет собой процесс образования нейтральных атомов из электронов и положительных ионов или удаления заряженных частиц из дуги в окружающую среду. Деионизация происходит путем рекомбинации и диффузии ионов.

Рекомбинация или воссоединение заряженных частиц происходит в дуговом столбе, где электрон как более подвижная частица (скорость движения электронов примерно в 1000 раз больше скорости движения ионов) сначала заряжает нейтральную частицу (как бы «прилипает» к ней при соударении), в результате образуется отрицательный ион. Затем отрицательно и положительно заряженные

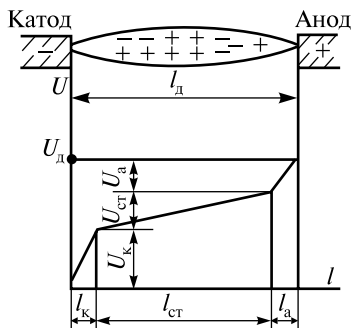


Рис. 5.5. Распределение напряжения вдоль электрической дуги

ионы, имеющие примерно равные массы и скорости движения, взаимно притягиваются и, соприкасаясь, превращаются в нейтральные частицы. Интенсивность рекомбинации зависит от напряженности электрического поля: чем меньше напряженность, тем меньше скорость движения ионов и тем больше вероятность их рекомбинации. Отсюда следует, что в дуге переменного тока рекомбинация особенно интенсивна в те моменты, когда напряжение в отключаемой цепи снижается до нуля. Интенсивность рекомбинации тем выше, чем больше концентрация заряженных частиц в дуге и меньше ее температура. Процесс рекомбинации также усиливается, если в области горения дуги находится твердый диэлектрик. Электроны как более подвижные частицы заряжают поверхность диэлектрика до некоторого отрицательного заряда, а положительные ионы притягиваются к ней, теряют свой заряд и нейтрализуются.

Диффузия заряженных частиц из дуги в окружающую среду происходит вследствие теплового перемещения и неравномерного распределения зарядов по сечению дуги. Если окружающая среда находится в относительном покое, то диффундирующие из дуги ионы скапливаются вокруг дуги и создают положительный объемный заряд, затрудняющий дальнейшую диффузию ионов. Усиление диффузии наблюдается при обдувании дуги каким-либо холодным неионизирующим газом, так как при этом сдувается объемный заряд, что восстанавливает процесс диффузии. С увеличением длины дуги диффузия также увеличивается.

Гашение электрической дуги осуществляется путем воздействия на происходящие в ней процессы ионизации и деионизации, ослабляя первые и усиливая вторые.

Интенсивность деионизации дуги в большой степени зависит от свойств той среды, в которой горит дуга. Наилучшими дугогасящими свойствами обладает водород, несколько худшими — водяной пар, углекислый газ и воздух. Гашение дуги в водороде происходит в масляных выключателях, где трансформаторное масло, разлагаясь под действием высокой температуры дуги, выделяет в качестве одной из главных составных частей водород.

Существенное влияние на процесс деионизации дуги оказывает давление газовой среды, в которой горит дуга. Чем выше давление газа, тем больше частиц газа в единице объема, тем меньше рассто-

яние между ними, поэтому они не успевают набирать скорость, необходимую для ударной и термической ионизации газа.

В отключающих аппаратах применяются различные способы ускорения гашения электрической дуги, основанные на рассмотренных выше процессах, происходящих в дуге.

Гашение электрической дуги при помощи газового дутья, направленного вдоль или поперек дуги, показано на рис. 5.6. Продольное газовое дутье (рис. 5.6, а) обеспечивает удаление объемного заряда и облегчает диффузию заряженных частиц из дуги в окружающую среду, одновременно происходит охлаждение дуги и замедление ионизации газовой среды между контактами.

Поперечное дутье (рис. 5.6, б) обеспечивает удлинение дуги и увеличение ее поверхности, что способствует активной деионизации дуги. Установка поперек дуги пластин из изоляционного материала (рис. 5.6, в), препятствующих свободному смещению дуги в направлении потока газа, позволяет существенно удлинить дугу, обеспечить ее охлаждение и активную рекомбинацию заряженных частиц на поверхности пластин.

Гашение электрической дуги путем перемещения ее в окружающей среде дает тот же эффект, что и газовое дутье, которое как бы возникает в процессе перемещения. Растяжение дуги происходит под влиянием электродинамических сил F (рис. 5.7, а), возникаю-

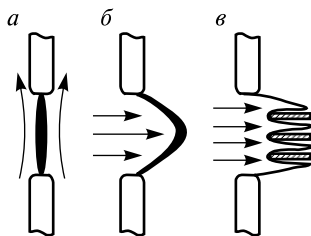


Рис. 5.6. Виды газового дутья при гашении дуги: а — продольное; б — поперечное; в — с растягивающими пластинами

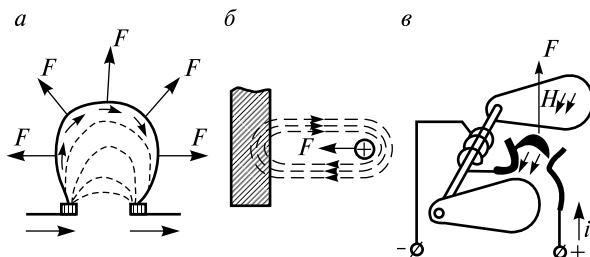


Рис. 5.7. Растяжение электрической дуги: а — электродинамическими силами; б и в — магнитным дутьем

щих при взаимодействии тока в различных частях дуги, а также тока в дуге с током в различных частях аппарата. На рис. 5.7, б показан процесс перемещения дуги под влиянием массы из магнитного материала. *Магнитное дутье* широко применяется для гашения дуги в аппаратах постоянного и переменного тока (рис. 5.7, в). Оно основано на том, что ток в дуге, взаимодействуя с внешним магнитным полем, отклоняет дугу. Усилие F , действующее на дугу и перемещающее ее вверх по рогам контактной системы, создается магнитным полем между полюсами с напряженностью H . Магнитный поток, в свою очередь, создается током I , протекающим по катушке магнитного дутья.

Гашение электрической дуги путем дробления ее на несколько коротких дуг рядом последовательно расположенных металлических пластин показано на рис. 5.8, а. В этом случае каждая пара пластин представляет собой катод—анод, в каждой дуге образуется катодная зона со сравнительно большим падением напряжения, что способствует гашению дуги. Металлические пластины снижают также температуру дуг, замедляя процесс ионизации.

Гашение электрической дуги с использованием многократного разрыва электрической цепи показано на рис. 5.8, б и в. Общая длина последовательных дуг значительно больше длины одной дуги и каждую дугу можно гасить, используя указанные выше методы, что обеспечивает эффективное отключение. На рис. 5.8, б представлена схема отключения электрических цепей напряжением до 35 кВ, на рис. 5.8, в — более высокого напряжения (110 кВ и выше).

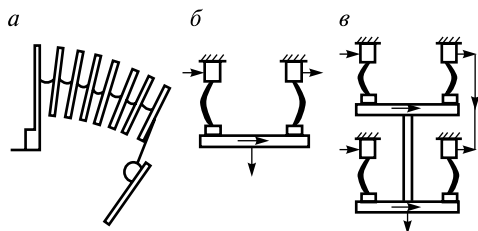


Рис. 5.8. Способы гашения электрической дуги:

а — дробление дуги; б и в — образование нескольких последовательных дуг

Гашение электрической дуги в вакуумной камере осуществляется благодаря тому, что давление газа составляет 10^{-4} — 10^{-5} Па и ионизация его при расхождении контактов практически отсутствует, поэтому после прохождения переменного тока через нуль дуга не восстанавливается.

5.3. Гашение электрической дуги постоянного тока

При отключении электрической цепи постоянного тока и расхождении контактов отключающего аппарата на них появляется напряжение дуги U_d и возникает процесс ионизации. При достижении напряжением величины, называемой напряжением зажигания U_3 , дуговой промежуток, уже достаточно ионизированный, пробивается и между контактами возникает электрическая дуга. При увеличении тока в дуге напряжение между контактами падает. На рис. 5.9 приведена вольт-амперная характеристика (ВАХ) дуги, которая состоит из двух ветвей: статической C , получаемой при медленном изменении тока; динамической D — при быстром изменении тока.

Падающий характер ВАХ обусловлен весьма быстрым ростом проводимости дугового промежутка, который опережает рост тока в цепи. Статическая характеристика располагается выше динамической, так как при уменьшении тока дуги с большой скоростью в процессе ее гашения деионизация не успевает за уменьшением тока. При снижении тока в цепи до нуля дуга гаснет при напряжении гашения U_f . Чем больше скорость снижения тока, тем ниже будут располагаться динамические характеристики дуги, образуя целое семейство кривых.

На рис. 5.10, *a* изображена простейшая цепь постоянного тока в момент размыкания ее контактами отключающего аппарата. Напряжение источника питания U при протекании в цепи тока I равняется сумме падений напряжений:

IR — падение напряжения на активном сопротивлении цепи;

$e_L = -L \frac{dI}{dt}$ — ЭДС самоиндукции, возникающая на индуктивных элементах цепи при изменении тока в цепи

со скоростью $\frac{dI}{dt}$;

U_d — напряжение дуги;

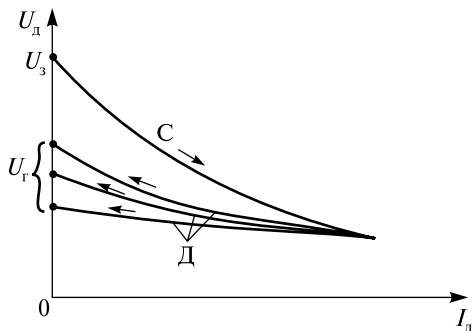


Рис. 5.9. Вольт-амперные характеристики дуги

Уравнение баланса напряжений имеет вид:

$$U = IR + e_L + U_d. \quad (5.3)$$

На рис. 5.10, б дано графическое изображение уравнения (5.3). На диаграмме приведена динамическая ветвь ВАХ дуги и пересекающая ее прямая $U-IR$.

При токах I_1 и I_2 происходит пересечение двух характеристик, ЭДС e_L в этих точках равна нулю и уравнение (5.3) приобретает вид

$$U = IR + U_d. \quad (5.4)$$

Дуга в точках 1 и 2 будет гореть устойчиво, так как ток в цепи не меняется.

Рассмотрим подробнее, насколько устойчиво будет гореть дуга в этих точках, а также при отклонении величины тока от значений I_1 и I_2 .

При токе меньше I_1 на этом участке ВАХ e_L принимает отрицательное значение, вследствие чего ток будет уменьшаться еще больше, пока не достигнет нуля и дуга погаснет.

Если ток в дуге увеличится и станет больше I_1 , то e_L примет положительное значение, вследствие чего ток в дуге будет возрастать до тех пор, пока не достигнет устойчивого значения I_2 в точке 2.

Если ток в дуге станет меньше I_2 , то e_L на этом участке ВАХ принимает положительное значение, в силу чего ток в дуге будет увеличиваться до устойчивого значения I_2 в точке 2.

При токах больше I_2 e_L принимает отрицательное значение, в результате чего ток в дуге уменьшается до тех пор, пока не достигнет устойчивого значения в точке 2.

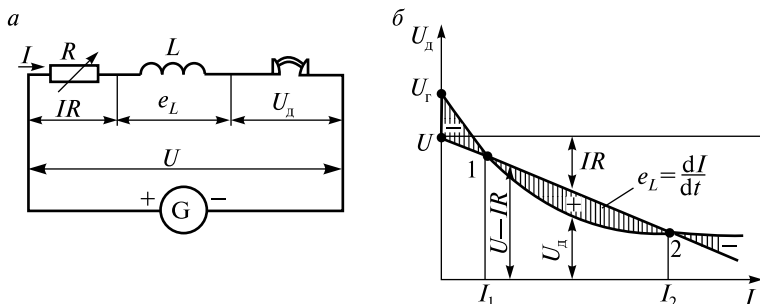


Рис. 5.10. Отключение электрической цепи постоянного тока:

а — схема электрической цепи; б — вольт-амперная характеристика отключаемой цепи

Из сказанного следует: в точке 1 дуга будет гореть только при точном поддержании тока в цепи I_1 ; при $I > I_1$ ток увеличивается до I_2 ; при $I < I_1$ ток уменьшается до нуля.

В связи с этим точка 1 называется точкой *неустойчивого горения дуги*, а точка 2 — точкой *устойчивого горения дуги*.

Таким образом, для того чтобы погасить дугу постоянного тока, необходимо поднять ВАХ выше прямой $U-IR$ (рис. 5.11, а) или опустить прямую, повернув ее вокруг точки U на оси U_d на столько, чтобы она не пересекалась ВАХ дуги и даже не касалась ее (рис. 5.11, б). Это может быть достигнуто путем увеличения сопротивления R в электрической цепи. Увеличение сопротивления должно происходить одновременно с расхождением контактов и возникновением дуги между ними.

При гашении дуги постоянного тока нельзя применять сильные деионизирующие средства, например, трансформаторное масло, так как в этом случае происходит очень быстрое снижение тока и резко

возрастает $e_L = -L \frac{dI}{dt}$. В результате этого отключение цепей посто-

янного тока сопровождается большими перенапряжениями, что можно видеть на рис. 5.10, б в момент погасания дуги ($I = 0$). Уравнение (5.3) при этом принимает вид

$$U = e_L + U_d. \quad (5.5)$$

Напряжение на дуговом промежутке будет значительно (в три четыре раза) превышать напряжение источника питания. При этом

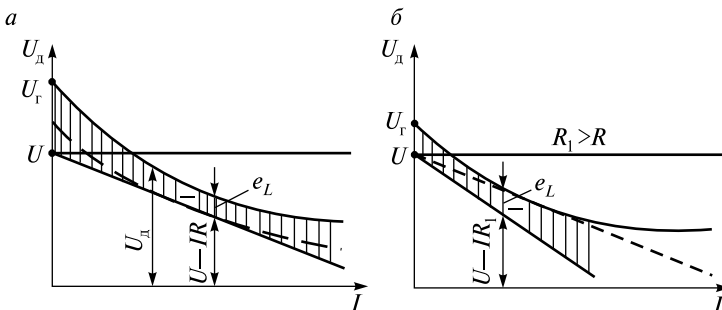


Рис. 5.11. Графическое изображение условий гашения дуги:
 а — поднятие вольт-амперной характеристики; б — опускание прямой $U-IR$

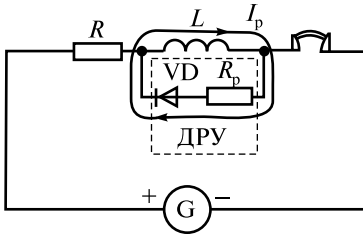


Рис. 5.12. Схема включения ДРУ при сосредоточенной индуктивности электрической цепи

становится неустойчивой работа самого выключателя: увеличивается вероятность повторного зажигания дуги; существенно ухудшаются условия работы изоляции. Идеальным по условиям работы был бы выключатель, способный отключать электрическую цепь за минимальное время, не создавая при этом перенапряжений. Некоторое приближение к этому реализуется, если выключатель дополнить диодным разрядным устройством ДРУ (рис. 5.12), представляющим собой последовательное соединение мощного диода VD и разрядного резистора R_p . В нормальном режиме работы ток через разрядный резистор не идет, так как диод VD закрыт. Однако в процессе отключения тока, когда он начинает снижаться, ЭДС самоиндукции, наводимая в индуктивности, стремится поддержать ток на прежнем уровне и откроет диод. Разрядный ток I_p под действием ЭДС наводит в индуктивности L противо-ЭДС, препятствующую повышению напряжения в электрической цепи и увеличивающую отключающую способность выключателя.

Реализация способа выполнения ДРУ, представленного на рис. 5.12, возможно в том случае, если индуктивность в основном сосредоточена в одном месте электрической цепи. В других случаях используют схемы и способы подключения ДРУ, соответствующие конкретным схемам и условиям работы электрических цепей.

5.4. Гашение электрической дуги переменного тока

Гашение электрической дуги переменного тока облегчается тем, что через каждый полупериод ток в цепи проходит через нулевое значение и дуга погасает на очень короткий промежуток времени. В большинстве отключающих аппаратов переменного тока этот момент перехода тока через нуль и используется для создания таких условий, чтобы погаснувшая дуга не могла зажечься вновь.

На рис. 5.13, а приведена ВАХ за один период переменного тока. В верхней части характеристики показано изменение напряжения дуги за первую половину периода: от момента зажигания дуги при

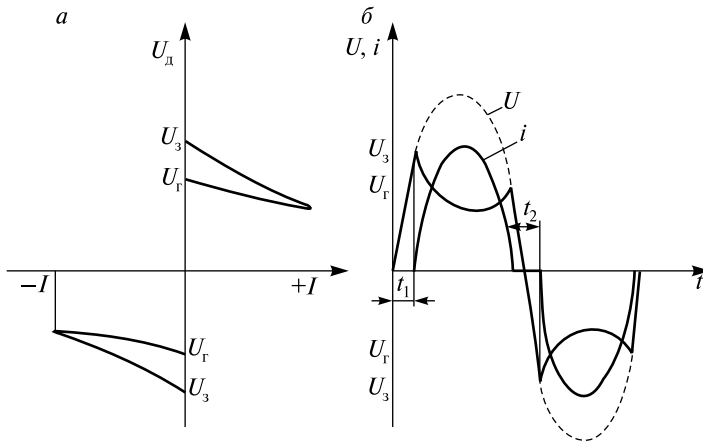


Рис. 5.13. Характеристика электрической дуги переменного тока при ее гашении:
a — вольт-амперная характеристика; *б* — кривые изменения тока и напряжения дуги во времени

токе равном нулю до его амплитудного значения, когда напряжение снижается до минимального значения (статическая ветвь ВАХ), далее при снижении тока до момента гашения дуги при нулевом значении тока (динамическая ветвь ВАХ). В нижней части показано изменение напряжения дуги за вторую половину периода, где напряжения зажигания U_3 и гашения U_r дуги носят отрицательный характер.

На рис. 5.13, *б* показано изменение напряжения дуги и тока цепи в функции времени. Масштабы напряжения и тока на рис. 5.13, *a* и *б* выбраны одни и те же, поэтому рисунки можно рассматривать совместно. Процесс отключения показан для цепи переменного тока с активной нагрузкой ($\cos \varphi = 1$). Пунктирная кривая на рис. 5.13, *б* соответствует изменению напряжения в питающей сети.

В начале первого полупериода напряжение в цепи возрастает до величины зажигания U_3 , при которой дуговой промежуток между контактами пробивается, зажигается дуга и возникает в цепи ток, который в течение времени t_1 отсутствовал. Ток нарастает в цепи до середины полупериода, а напряжение снижается до минимального значения.

После середины полупериода (90°) ток в цепи снижается, а напряжение нарастает до величины гашения U_r , при которой ток снижается до нуля и отсутствует до момента нового зажигания дуги во вторую половину периода при достижении напряжением величины U_3 . В период бестоковой паузы t_2 происходит быстрая деионизация дугового промежутка и уменьшение его электрической проводимости. Новое зажигание дуги в следующий полупериод возможно только в том случае, если напряжение, приложенное к контактам выключателя, оказывается достаточным для пробоя дугового промежутка. Длительность бестоковой паузы t_2 составляет от нескольких десятков до нескольких сот микросекунд и зависит от вида нагрузки цепи (R, L, C) и скорости деионизации дугового промежутка. В течение бестоковой паузы прекращается выделение тепла в дуге, температура ее резко снижается и термическая ионизация снижается практически до нуля, а процесс деионизации интенсифицируется. От скорости развития этих противоположных процессов зависит возможность нового зажигания дуги.

Условия повторного зажигания дуги иллюстрируется на рис. 5.14, *a*. В момент времени 0 погасания дуги при нулевом значении тока электрическая прочность промежутка между контактами А (анод) и К (катод) мгновенно достигает значения 0—а и затем изменяется по кривой а—1. Одновременно по синусоиде возрастает и напряжение u , приложенное к промежутку между контактами. Так как в начале процесса электрическая прочность промежутка превышает приложенное к нему напряжение, то дуга не может загореться сразу после перехода тока через нуль.

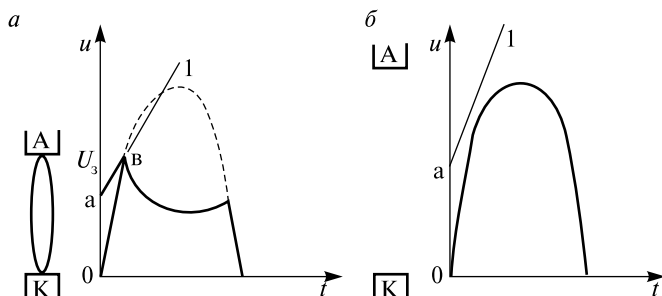


Рис. 5.14. Повторное зажигание дуги переменного тока:
a — изменение напряжения при повторном зажигании; *б* — изменение напряжения интенсивной деионизации дугового промежутка

В тот момент, когда приложенное к промежутку напряжение оказывается равным его электрической прочности (пересечение кривых в точке *в*), промежуток пробивается и дуга вновь зажигается при напряжении U_3 и горит до следующего перехода тока через нуль.

Новый, повторный пробой промежутка между контактами и зажигание дуги возможны только при условии, что напряжение на дуговом промежутке будет равно напряжению зажигания дуги. Если же восстанавливающееся напряжение u остается все время меньше электрической прочности промежутка (кривая 0—а—1 на рис. 5.14, *б*), то дуга больше не восстанавливается и процесс отключения электрической цепи на этом заканчивается. Крутизна кривой 0—а—1 зависит от интенсивности деионизации дугового промежутка и при ее усилении крутизна увеличивается. Если дуга повторно не зажигается, на контактах А и К идет процесс восстановления напряжения по синусоидальной кривой.

5.5. Рубильники, переключатели, пакетные выключатели

Рубильники предназначены для ручного включения и отключения низковольтных электрических цепей постоянного и переменного тока. Это наиболее простые и широко распространенные аппараты для цепей с номинальным током до 1000 А.

По способу управления — рубильники могут быть с центральной рукояткой (Р) или с боковой (РБ), а также с центральным рычажным приводом (РПЦ) или с боковым (РПБ).

По количеству полюсов различают одно-, двух-, трех- и четырехполюсные рубильники.

По месту установки — рубильники выпускаются с расположением на лицевой или на задней стороне щита. Рубильники, установленные на лицевой стороне, могут иметь переднее и заднее присоединение проводов.

В обозначение типа рубильника кроме букв входят цифры, указывающие число полюсов, номинальный ток и другие данные. Например, Р16 означает, что это рубильник однополюсный, на 600 А.

На рис. 5.15, *а* изображен трехполюсной рубильник с центральной рукояткой и передним присоединением проводов. На панели 4 из изоляционного материала крепятся неподвижные контактные стойки 5 с губками. Подвижные контактные ножи 3 шарнирно связа-

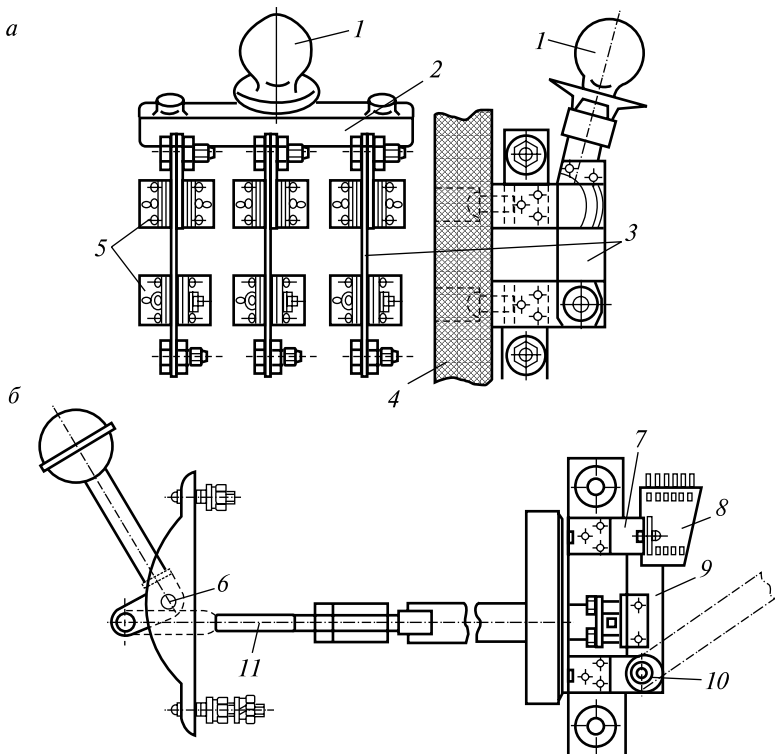


Рис. 5.15. Трехполюсный рубильник:
a — с центральной рукояткой; *б* — с рычажным приводом

ны с нижними стойками. Соединительная изоляционная планка 2 с рукояткой управления 1 объединяет ножи между собой и обеспечивает их одновременное размыкание с верхними контактными стойками 5 при отключении и замыкание — при включении. Открытые рубильники такого типа служат для отключения электрических цепей без нагрузки с целью создания видимого разрыва цепи при ремонтных работах.

На рис. 5.15, *б* показан рубильник с рычажным приводом. Подвижный контактный нож 9 вращается в шарнирной стойке 10, создавая разрыв с неподвижным контактом 7. Дугогасительная камера 8 обеспечивает гашение электрической дуги, возникающей при размыкании контактов. Это происходит при повороте рукоятки уп-

равления на лицевой панели шкафа вокруг оси *б*, при этом тяга *11* перемещается вправо и передает движение ножам *9* всех полюсов, объединенным валом. Контактная система рубильника расположена внутри шкафа, что делает операции с рубильниками безопасными для персонала.

Переключатели предназначены для поочередного включения и отключения низковольтных электрических цепей.

Конструктивно они отличаются от рубильников дополнительными неподвижными контактными стойками и двусторонними ножами (рис. 5.16, *а*). В обозначениях переключателей вместо буквы Р (рубильник) ставится П (переключатель). Например, ППЦ — переключатель с рычажным центральным приводом.

Пакетные выключатели имеют то же назначение, что рубильники и переключатели и во многих случаях заменяют их устаревшие конструкции. Пакетные выключатели позволяют надежно включать и отключать низковольтные электрические цепи при значительных токах благодаря двойному разрыву дуги в каждом полюсе, гашению дуги в закрытой дугогасительной камере и значительной скорости размыкания контактов.

Пакетный выключатель (рис. 5.16, *б*) имеет четыре пластмассовых диска (пакета) *2*, в вырезы которых вставлены неподвижные контакты *3* (по два на каждый полюс). Замыкание и размыкание контактов осуществляется контактными мостиком *1*, получающим вращение от рукоятки *б*, на одном валу с которой он находится. Три рабочих пакета и один холостой собираются вместе и стягиваются шпильками, пропущенными через каналы *4*. Выключатель снабжен пружинным механизмом мгновенного переключения, который помещен в кожухе *5*.

На рис. 5.16, *в* показан пакетный кулачковый выключатель, предназначенный для поочередного замыкания одной из трех электрических цепей одного пакета. На основании выключателя укреплены два пакета I и II, внутри которых расположены по три полюса контактной системы с контактами *7*. При повороте рукоятки *14* поворачивается вал *12* и закрепленный на нем кулачок *13*. При попадании штока *8* в выемку кулачка контактный мостик *10* под действием пружины *9* замыкается с контактом *11*. При отжатии штока *8* выступом кулачка контакты размыкаются и возникшая дуга гасится в закрытом пространстве пакета.

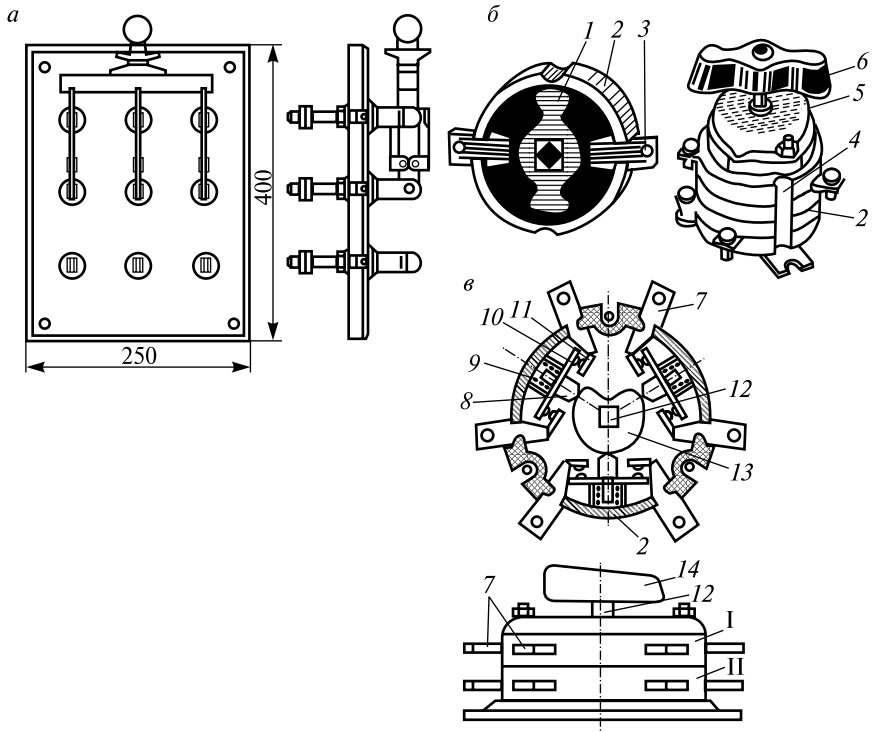


Рис. 5.16. Коммутационные аппараты:
 а — переключатель; б и в — пакетные выключатели

Пакетные выключатели не обеспечивают видимого разрыва цепи, поэтому в некоторых цепях устанавливают рубильники.

5.6. Магнитные пускатели и контакторы

Магнитные пускатели и контакторы служат для дистанционного управления объектами электроустановок напряжением до 1 кВ, находящимися на некотором расстоянии (дистанции) от пункта управления.

Магнитные пускатели — коммутационные аппараты, предназначенные для дистанционного пуска и остановки низковольтных электродвигателей, а также для защиты их от токов перегрузок.

На рис. 5.17, *a* приведена в упрощенном виде конструкция магнитного пускателя. Он располагается на металлическом основании 1. Неподвижные контакты 2 и подвижные контактные мостики 8 располагаются в дугогасительной камере 10. При включении пускателя на катушку 5 электромагнита подается напряжение. При протекании тока по катушке 5 намагничивается сердечник 4 и притягивается якорь 6, поворачивая рычаг якоря вокруг оси O_1 и преодолевая при этом усилие возвратной пружины 7. Для смягчения ударов якоря 6 о сердечник 4 используется амортизирующая пружина 3. При повороте рычага якоря с помощью пружины 9 происходит замыкание контактов 2 и 8, в цепи возникает ток, который протекает через нагревательный элемент теплового реле 11.

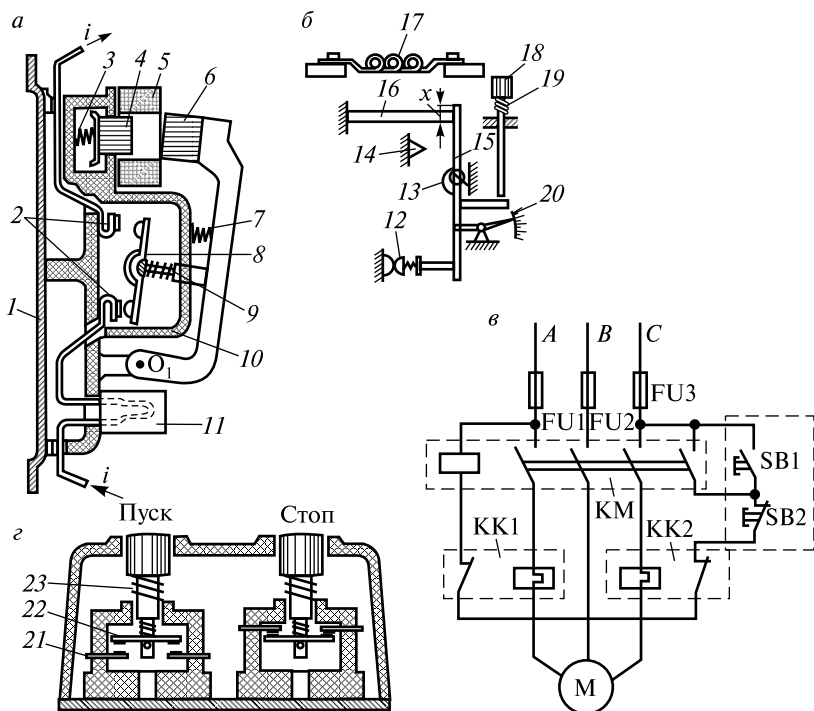


Рис. 5.17. Магнитный пускатель:

a — конструкция; *б* — тепловое реле; *в* — схема управления асинхронным электродвигателем; *z* — кнопочная станция

Эскиз биметаллического теплового реле показан на рис. 5.17, б. Размыкание контактов 12 реле происходит под действием пружины 13 в тот момент, когда изгибающаяся при нагреве биметаллическая пластина 16 освободит защелку 15. Нагревательный элемент 17, по которому протекает ток фазы электродвигателя, выделяет при перегрузке необходимое для этого количество тепла. Упор 14 ограничивает ход защелки 15 при размыкании контактов.

Механическая система реле не обеспечивает автоматического замыкания контактов после охлаждения биметаллической пластины. Возврат реле в исходное положение осуществляется вручную нажатием кнопки 18, снабженной пружиной 19.

Регулирование тока уставки теплового реле осуществляется с помощью регулировочного рычага 20, который перемещается по шкале, расположенной на лицевой панели реле. Перемещение рычага вниз приводит к увеличению расстояния x , на которое должна прогнуться биметаллическая пластина 16, чтобы освободить защелку 15. Чем больше x , тем больше нужен ток в нагревательном элементе для срабатывания реле и отключения двигателя.

Схема управления трехфазным асинхронным электродвигателем с помощью магнитного пускателя приведена на рис. 5.17, в. В силовую цепь электродвигателя последовательно включены: плавкие предохранители FU1, FU2, FU3, предназначенные для защиты электродвигателей от токов к.з. (так как магнитные пускатели не рассчитаны на их отключение); главные контакты пускателя; нагревательные элементы тепловых реле КК1, КК2 (кроме фазы В). В цепь управления, подключенную на линейное напряжение U_{AC} , входят последовательно соединенные кнопки SB1 (ПУСК) и SB2 (СТОП), контакты тепловых реле КК1 и КК2, обмотка пускателя КМ. При нажатии кнопки SB1 образуется цепь включения: фаза А — предохранитель FU1 — контакт реле КК1 — контакт реле КК2 — контакт кнопки SB2 — контакт кнопки SB1 — предохранитель FU3 — фаза С. При протекании тока по катушке КМ замыкаются главные контакты пускателя и на обмотки электродвигателя подается трехфазное напряжение. Чтобы двигатель не остановился при отпускании кнопки SB1 и размыкании ее контакта, параллельно ему подключены блокировочные контакты пускателя КМ, через которые ток идет после включения пускателя.

Для отключения двигателя необходимо нажатием кнопки SB2 разомкнуть цепь катушки пускателя, который разомкнет свои контакты, в том числе и блокировочный. После отпускания кнопки цепь управления останется разомкнутой блокировочными контактами и контактами кнопки SB1. Аналогично происходит отключение двигателя в результате срабатывания тепловых реле КК1 и КК2.

Включение и отключение магнитных пускателей производится дистанционно с помощью кнопочных станций (рис. 5.17, з). Двухкнопочная станция состоит из кнопок «ПУСК» и «СТОП» с неподвижными контактами 21 и подвижными 22. При нажатии кнопки «ПУСК» контакты замыкаются, «СТОП» — размыкаются. Пружина 23 служит для возврата контактной системы в исходное состояние после отпускания кнопки.

Контакторы — коммутационные аппараты, предназначенные для дистанционного управления электрическими цепями постоянного и переменного тока в электроустановках напряжением до 1 кВ при частых включениях и отключениях.

Контакторы переменного тока по принципу действия не отличаются от магнитных пускателей. Основные их отличия — иное конструктивное выполнение и отсутствие у контакторов тепловых реле.

В контакторах переменного тока применяют магнитные системы клапанного (рис. 5.18, а) и прямоходового (рис. 5.18, б) типов. Магнитопровод 4 и якорь 1 набирают из пластин электротехнической стали, которые стягивают шпильками, расклепанными на концах. В электромагнитах клапанного типа якорь имеет шарнирное соединение с рычагом, тот в свою очередь шарнирно связан с основанием контактора. В контакторах прямоходового типа исключаются шарнирные соединения, что позволяет получить высокую механическую износоустойчивость.

При подаче напряжения на катушку 2 якорь 1 притягивается к магнитопроводу 4, происходит замыкание мостиковых контактов б с двумя разрывами на каждый полюс. Применение мостиковых контактов в контакторах (магнитных пускателях) напряжением до 380 В, как правило, исключает необходимость в специальных дугогасительных камерах. Благодаря двум разрывам цепи на фазу дуга гаснет в закрытых камерах при первом же переходе тока через нуль. Амортизационные пружины 5 снижают силу удара и расклепывание поверхностей сердечников, а короткозамкнутые витки 3 на кон-

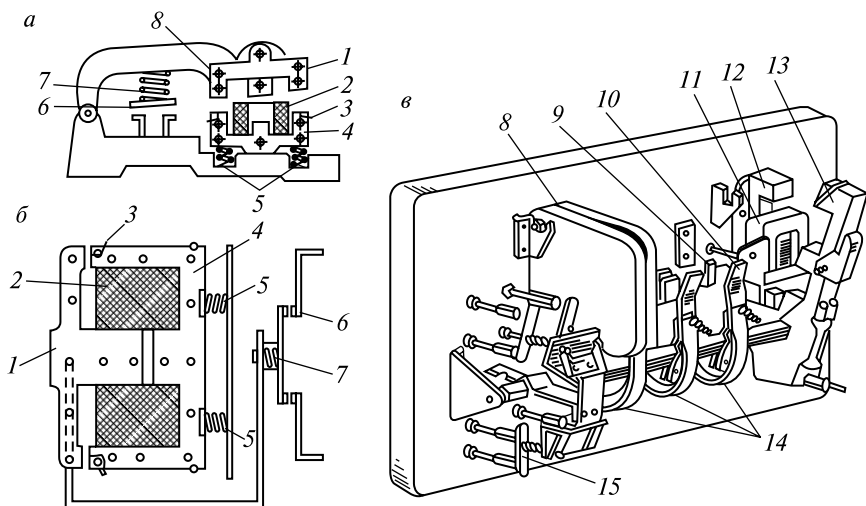


Рис. 5.18. Контактры переменного тока:
а — схема контактора клапанного типа; *б* — то же прямоходового типа;
в — общий вид контактора клапанного типа

цах полюсов магнитопровода устраняют вибрацию якоря. Пружина 7 служит для создания дополнительного усилия в контактах.

На рис. 5.18, *в* показан контактор с электромагнитной системой клапанного (поворотного) типа, состоящей из неподвижного сердечника 12 с обмоткой 11 и подвижного якоря 13. При прохождении по обмотке 11 тока якорь 13 притягивается к сердечнику 12. Подвижные главные контакты 10 прижимаются к неподвижным 9. Для быстрого гашения дуги контакты размещаются в дугогасительных камерах 8 (с двух фаз камеры сняты) из дугостойкого изоляционного материала, в которых размещены специальные решетки из стальных пластин. Электрическая связь подвижных контактов 10 с их выводами на тыльной стороне изоляционной панели, являющейся основанием контактора, выполнена гибкими ленточными пакетами из гибкой медной фольги 14. Слева на валу подвижной системы контактора закреплена стойка с подвижными блокировочными контактами 15.

Такие контакторы рассчитаны на токи от 100 до 600 А и применяются для дистанционного управления электрическими цепями большой мощности.

Контакты постоянного тока предназначены для включения и отключения силовых электрических цепей постоянного тока напряжением до 220 В при частых переключениях и до 440 В при редких. Выпускаются они как в одно-, так и в двухполюсном исполнении.

Принципиальная конструкция однополюсного контактора приведена на рис. 5.19.

Для управления контактором используется кнопочная станция (см. рис. 5.17, з). При замыкании кнопки SB1 (см. рис. 5.19) на контактные выводы 13 катушки 15 контактора подается напряжение U , под

действием которого возникает ток и создается магнитный поток Φ . Якорь 10 притягивается к сердечнику 14 катушки 15, контакты 6 замыкают цепь, в которой возникает ток I . При этом рычаг 7 подвижного контакта, поворачиваясь вокруг точки А, сжимает пружину 8. Последняя обеспечивает силу нажатия между контактами F_k . Сжатая при включении пружина 11 создает усилия F_b , стремящееся вернуть якорь в исходное состояние. Для удержания якоря в притянутом виде по катушке должен постоянно протекать ток. Для этого блокировочный контакт 12 шунтирует кнопку SB1, которую можно отпустить, и ток в цепи катушки сохранится.

Для отключения контактора необходимо разомкнуть цепь катушки кнопкой отключения SB2. Под действием пружины 11 якорь вернется в исходное состояние. Между контактами 6 возникает дуга, которая силами магнитного дутья (см. рис. 5.7, в) выталкивается в дугогасительную камеру 5. Магнитный поток в сердечнике 1 создается при прохождении тока I по катушке магнитного дутья 16 и замыкается через дугу между щеками 17 магнитной системы. Дуга в камере растягивается изоляционными перегородками 4 и охлаж-

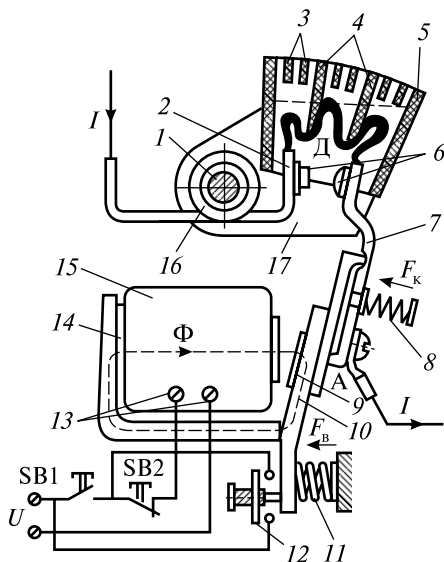


Рис. 5.19. Контактор постоянного тока

дается. Пламегасительная решетка 3 из стальных омедненных пластин позволяет нейтрализовать электрические заряды, содержащиеся в пламени дуги. В процессе гашения дуга сразу переходит на дугогасительные рога неподвижного 2 и подвижного 7 контактов, поэтому рабочие контакты 6 не оплавляются.

В магнитных системах контакторов немагнитный зазор между якорем и сердечником создается магнитной прокладкой 9, предотвращающей «залипание» якоря при отключении катушки от сети.

5.7. Автоматические выключатели

Автоматические выключатели (автоматы) предназначены для оперативных включений и отключений низковольтных электрических цепей и защиты их от токов к.з. и перегрузок, а также от исчезновения или снижения напряжения сети.

Роль защитных элементов, реагирующих на отклонение той или иной контролируемой величины от своего нормального значения, выполняют *расцепители*. В автоматах могут быть установлены следующие расцепители:

- максимального тока, срабатывающие мгновенно при токе к.з. в цепи;
- минимального напряжения, срабатывающие в случае понижения или исчезновения напряжения;
- обратного тока, которые срабатывают при изменении направления тока в цепи постоянного тока;
- независимые (ни от каких параметров электрической цепи), которые служат для дистанционного отключения автоматов;
- тепловые, применяемые для защиты от перегрузок (по типу тепловых реле пускателей);
- комбинированные, включающие электромагнитные и тепловые расцепители одновременно.

Автоматические выключатели снабжаются *механизмом свободного расцепления* (МСР), который позволяет обеспечить отключение автомата в процессе включения или после него.

На рис. 5.20 схематично представлена конструкция автоматического выключателя, имеющего дугогасительные 1 и главные 2 контакты. Главные контакты, выполняемые из меди, имеют малое переходное сопротивление и могут длительно пропускать большой

ток. Дугогасительные контакты выполняются из металлокерамики и включаются параллельно главным.

Включение автомата осуществляется вручную при повороте рукоятки 7 по часовой стрелке вокруг оси O_3 или дистанционно электромагнитным приводом 8. При этом рычаги 5 механизма свободного расцепления перемещают вправо контактный рычаг 3, преодолевая усилие отключающей пружины 4. При повороте рычага 3 вокруг оси O_1 замыкаются дугогасительные контакты 1, сжимая свою амортизационную пружину, затем — главные 2. Включенный автомат становится на защелку при перемещении шарнирного соединения O_2 вниз.

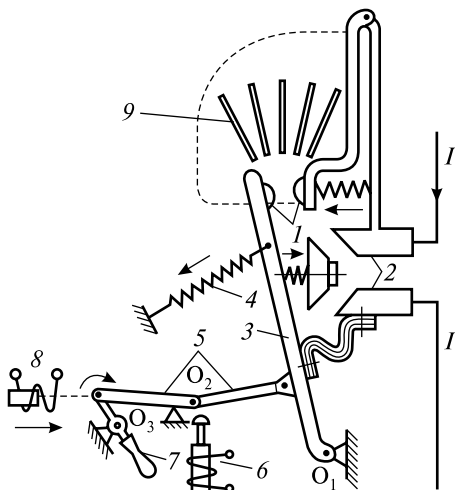


Рис. 5.20. Принципиальная конструкция автоматического выключателя

Отключение автомата осуществляется вручную путем поворота рукоятки против часовой стрелки или автоматически и дистанционно при протекании тока по обмотке отключающего электромагнита расцепителя 6. Его сердечник перемещает шарнир O_2 вверх, и жесткая система рычагов 5 «ломается» по шарниру. Отключающая пружина 4 отключает выключатель. Возникающая между контактами 1 дуга гасится в дугогасительной камере путем деления на ряд дуг металлическими пластинами 9.

Общий вид автоматического выключателя с комбинированным расцепительным показан на рис. 5.21, а. Он собран в пластмассовом корпусе, имеет металлический цоколь с резьбой, при помощи которой ввертывается в резьбовую гильзу основания пробочного предохранителя.

Включение автомата вручную осуществляется нажатием кнопки 1 (рис. 5.21, б), отключение — кнопки 2. При включенном автомате ток протекает от центрального контакта 10 через неподвижные контакты 6 и 11, соединенные контактным мостиком 5, биметалличес-

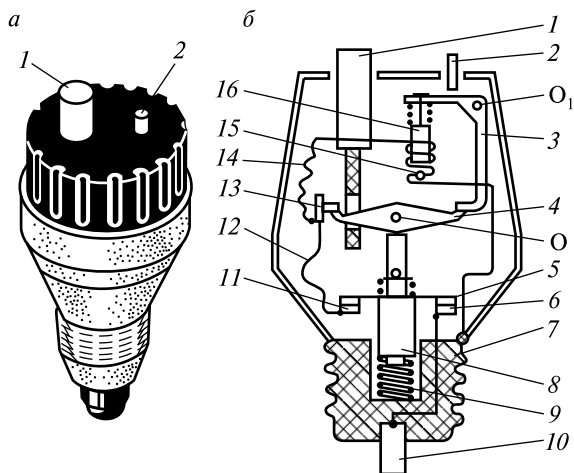


Рис. 5.21. Резьбовой автоматический выключатель:
a — общий вид; *б* — принцип устройства

кую пластину 12, гибкую связь 14, обмотку электромагнитного расцепителя 15 к резьбовой гильзе 7.

При коротком замыкании сердечник 16 электромагнита втягивается вниз, рычаг защелки 3 поворачивается вокруг оси O_1 , освобождая рычаг 4. Подвижная система выключателя под действием сжатой пружины 9 перемещается вверх, толкатель 8 размыкает контакты.

При длительной перегрузке биметаллическая пластина 12 нагревается и изгибается, штифт защелки 13 перемещается влево, освобождая рычаг 4, автомат отключается.

Широкое распространение получили автоматические выключатели, у которых ручное управление осуществляется с помощью рукоятки 8 (рис. 5.22). Выключатель состоит из электромагнитного расцепителя максимального тока 1, корпуса 2, контактов 3, выводных зажимов 4, дугогасительной камеры 5, механизма свободного расцепления 6, крышки 7, регулятора теплового реле 9. Рукоятка управления 8 является одновременно указателем положения выключателя: верхнее положение — выключатель включен, нижнее — отключен.

Таким образом, автоматические выключатели являются как коммутационными, так и защитными аппаратами низковольтных электрических цепей.

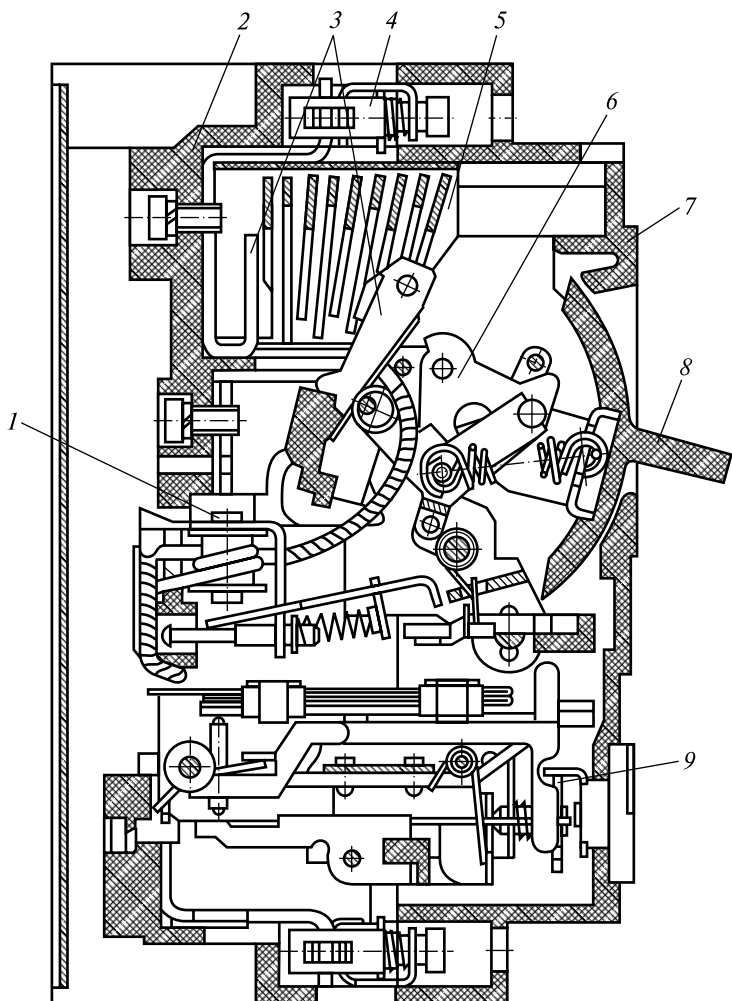


Рис. 5.22. Автоматический выключатель с рукояткой управления

5.8. Предохранители

Предохранители являются защитными аппаратами. Они применяются для защиты от токов к.з. и перегрузок как низковольтных, так и высоковольтных электрических цепей.

Широкое распространение получили пробочные и трубчатые предохранители напряжением до 1 кВ типов ПР-2, ПН-2, НПН (трубчатые) и ПРС (пробочные). Пробочные предохранители применяются для защиты маломощных цепей электрического освещения, отопления, электродвигателей и др.

Трубчатые предохранители без наполнителя типа ПР-2 (рис. 5.23, а) являются разборными. Патроны этих предохранителей 5 выполняются из толстостенной фибровой трубки, на концы которой насажены латунные обоймы с резьбой для предотвращения ее разрыва.

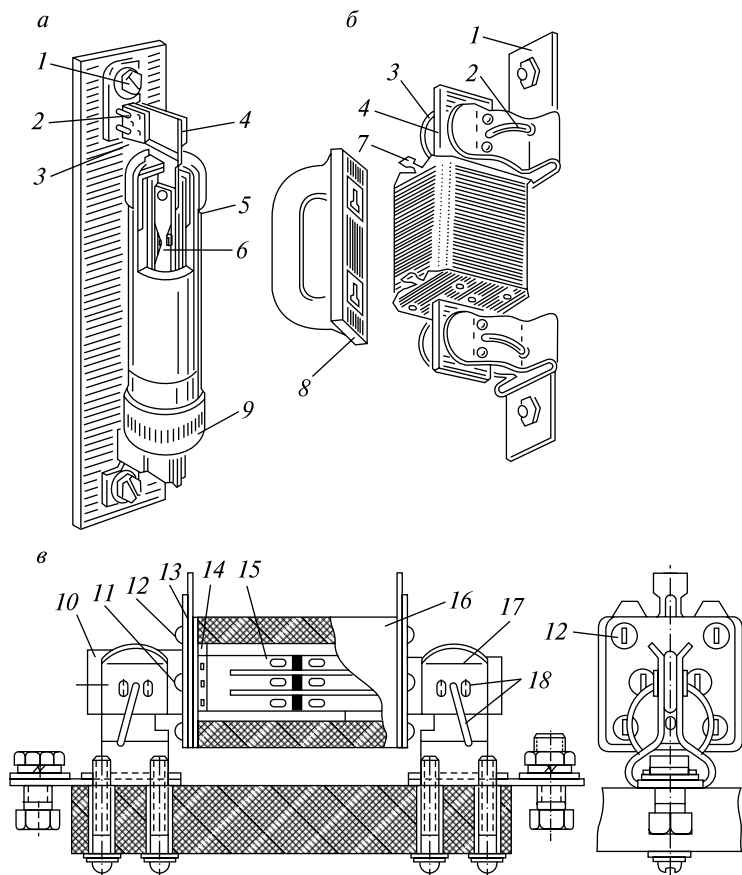


Рис. 5.23. Предохранители напряжением до 1 кВ:
а — ПР-2; б — ПН-2; в — внутреннее устройство ПН-2

Резьба служит для завинчивания колпачков 9, обеспечивающих герметизацию предохранителя. Плавкая вставка 6 крепится винтами к контактными ножами 4. У предохранителей на токи до 60 А контактных ножей нет, их заменяют колпачки, которые при завинчивании прижимают плавкую вставку к специальной шайбе, чем обеспечивается ее крепление и хороший контакт. Предохранитель вставляется ножами в контактные стойки 3. Давление в контактном соединении обеспечивается стальными пружинами 2. Болты 1 служат для присоединения проводников. Плавкая вставка 6 изготавливается из листового цинка, стойкого против коррозии, в виде пластины с вырезами, уменьшающими сечение в определенных местах, где происходит ее перегорание. При появлении электрической дуги фибровая трубка выделяет газы, деионизирующие дугу и создающие в патроне давление, что способствует эффективному гашению дуги.

Предохранители разборные с наполнителем типа ПН-2 предназначаются для защиты цепей напряжением 380 В переменного и 220 В постоянного тока (рис. 5.23, б). Контактные стойки 3 своими основаниями 1 с зажимами для крепления проводов устанавливаются на изоляционной плите. Предохранитель контактными ножами 4 вставляется в стойки 3. Пружины 2 обеспечивают необходимое контактное нажатие. Выступы 7 служат для снятия предохранителя под напряжением с помощью специальной изоляционной рукоятки 8 с вырезами для захвата выступов 7 предохранителя.

Наполнителем в предохранителе служит кварцевый песок. Он хорошо поглощает тепло, охлаждает газы, в результате чего дуга деионизируется и гасится настолько быстро, что ток не успевает достигнуть максимального значения, которое имело бы место в защищаемой цепи при отсутствии в ней такого предохранителя. Предохранители с наполнителем обладают токоограничивающим свойством и имеют меньшее время отключения цепи, чем трубчатые без наполнителя.

На рис. 5.23, в показано внутреннее устройство предохранителя ПН-2. Фарфоровая трубка 16, квадратная снаружи и круглая внутри, имеет по углам четыре резьбовые отверстия, в которые ввинчиваются винты 12, крепящие пластинки 13. К этим пластинам винтами 11 присоединены диски 14 с приваренными с одной стороны медными плавкими вставками 15, а с другой — ножами 10. Для увеличения контактного нажатия контактных стоек 17 на ножи служат стальные кольца 18.

Плавкая вставка имеет прямоугольную форму с продольными вырезами, снижающими ее сечение. В местах сужения напаяны оловянные шарики, которые, расплавляясь, играют роль растворителя меди, имеющей высокую температуру плавления (1080 °С). При расплавлении плавкой вставки дуга горит в узком канале, энергично охлаждается кварцевыми песчинками и деионизируется на их поверхности. Перегоревшую плавкую вставку заменяют новой. Использованный кварцевый песок можно оставить, если он не спекся и не отсырел. При сборке предохранителя после замены плавкой вставки необходимо обеспечить герметичность, чтобы в него не мог проникнуть влажный воздух. Предохранитель ПН-2 можно перезаряжать многократно.

Насыпные неразборные предохранители типа НПН-2 однократного действия применяются в электрических цепях, где перегрузки и к.з. крайне редки.

В электроустановках напряжением от 6 до 35 кВ нашли применение предохранители типов ПК внутренней и ПКТ наружной установки с кварцевым заполнением для защиты силовых цепей; ПКТ — для защиты трансформаторов напряжения внутри помещения и ПКТН — снаружи.

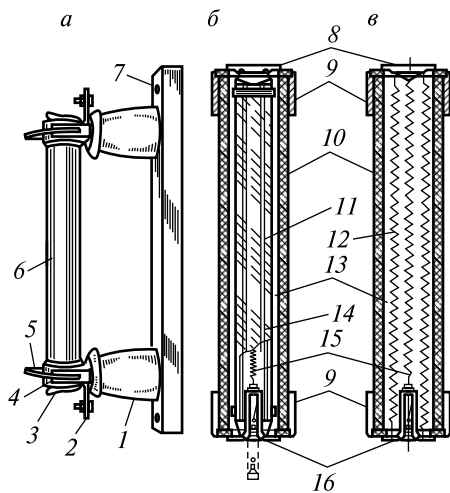


Рис. 5.24. Предохранитель ПК-10:
а — общий вид; б и в — конструкция патрона

Предохранитель ПК-10 на напряжение 10 кВ (рис. 5.24, а) смонтирован на основании 7, к которому крепятся два опорных изолятора 1. На изоляторах закреплены контактные губки 4 с упорами 3. В губках устанавливается фарфоровый или стеклянный патрон 6, фиксируемый замком 5. Зажимы 2 служат для присоединения проводов электрической цепи, в которую включается предохранитель.

Патрон предохранителя 10 (рис. 5.24, б и в) имеет на концах латунные колпачки 9. Он заполнен чистым кварцевым

песком 13, который охватывает плавкую вставку 11 из одной или нескольких медных проволок, намотанных на керамическое ребристое основание 14 (для предохранителей на ток до 7,5 А на рис. 5.24, б) или выполненных в виде спиралей 12 (для предохранителей на ток выше 7,5 А на рис. 5.24, в). На спиральные плавкие вставки напаиваются оловянные шарики. При нагреве проволоки до температуры плавления олова (232 °С) начинается растворение меди проволок в олове и происходит срабатывание предохранителя, которое фиксируется указателем 16. Указательная спираль 15 перегорает вслед за плавкой вставкой, указатель 16 выталкивается пружиной наружу, сигнализируя о перегорании предохранителя. Крышка 8 герметически запаивается.

Патрон предохранителя ПКТ отличается тем, что имеет плавкую вставку из одной константановой проволоки, намотанной на керамическое основание, и не имеет указателя срабатывания. Перегорание плавкой вставки ПКТ определяется по приборам, подключенным ко вторичной обмотке защищаемого трансформатора напряжения. Благодаря малому сечению плавкой вставки предохранители ПКТ обладают значительным токоограничивающим эффектом и способны отключать токи к.з. в цепях, где мощность к.з. достигает 1000 МВ·А.

Газогенерирующие предохранители ПВТ (предохранитель выхлопной для защиты силовых трансформаторов) предназначены для наружной установки в сетях напряжением 35 и 110 кВ взамен снятых с производства предохранителей ПСН.

На рис. 5.25 показан предохранитель ПВТ-35. В корпус 1 патрона помещены винипластовые трубки 2 и 3, соединенные между собой стальными патрубками 4, а также плавкая вставка 5, при-

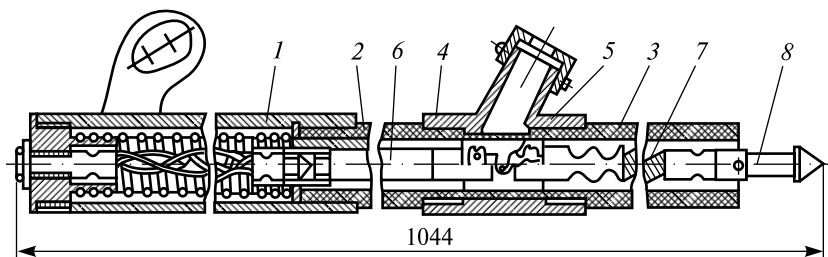


Рис. 5.25. Предохранитель ПВТ-35

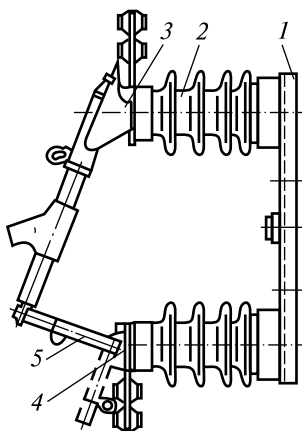


Рис. 5.26. Установка предохранителя ПВТ-35

крепленная одним концом к токоведущему стержню 6, вторым — к гибкому проводнику 7 с наконечником 8. Патрон устанавливается на основании предохранителя (рис. 5.26), состоящем из рамы 1, двух опорных изоляторов 2 с верхней 3 и нижней 4 головками, имеющими зажимы для крепления проводников. На нижней головке 4 укреплен контактный нож 5, сцепленный с наконечником патрона и снабженный отключающей пружиной. При перегорании плавкой вставки контактный нож освобождается и под действием пружины поворачивается вокруг оси вниз, вытягивая за собой гибкий проводник 7 (см. рис. 5.25). Под действием дуги винипластовые трубки выделяют газ, давление в патроне повышается до 10—25 МПа и дуга гасится в потоке газа, создающего продольное дутье через нижнее отверстие и поперечное — через клапан бокового отверстия патрона. Срабатывание предохранителя сопровождается звуковым эффектом, похожим на выстрел, поэтому его также называют стреляющим. Гашение дуги происходит в момент перехода тока через нуль, поэтому перенапряжение не возникает.

Важной особенностью предохранителя является *защитная* или *времятоковая* характеристика, выражающая зависимость полного времени отключения от величины тока в цепи. Значение тока, при котором плавкая вставка предохранителя плавится в течение одного часа должно составлять (1,3—2) *номинального тока плавкой вставки* ($I_{\text{ном.вс}}$) — наибольшего тока, протекающего через предохранитель, при котором плавкая вставка не должна перегорать.

Номинальный ток предохранителя ($I_{\text{ном.пр}}$) — наибольший номинальный ток плавких вставок, предназначенных для предохранителя.

$$I_{\text{ном.пр}} \geq I_{\text{ном.вс}} \quad (5.6)$$

Номинальный ток отключения предохранителя — наибольший ток к.з., который способен отключить предохранитель без каких-либо повреждений.

При выборе предохранителя необходимо, чтобы его номинальный ток и ток плавкой вставки были больше максимального рабочего тока защищаемой электрической цепи.

$$I_{\text{ном п.в}} = K_{\text{н}} I_{\text{раб.макс}}, \quad (5.7)$$

где $K_{\text{н}}$ — коэффициент нагрузки, зависящий от характера нагрузки (для осветительных установок $K_{\text{н}} = 1,1-1,2$);

$I_{\text{раб.макс}}$ — максимальный рабочий ток защищаемой электрической цепи.

Применение предохранителей значительно удешевляет электроустановки. Однако из-за старения плавких вставок и по другим причинам защитные характеристики предохранителей весьма нестабильны, что заставляет применять в высоковольтных сетях выключатели с релейной защитой.

5.9. Общие сведения о высоковольтных выключателях переменного тока

Высоковольтные выключатели служат для включения и отключения высоковольтных цепей во всех режимах работы электроустановок (нормальном, ненормальном, аварийном).

К выключателям предъявляются следующие требования:

- надежность в работе и безопасность в обслуживании;
- минимальное время отключения;
- малые габариты и масса;
- удобство и простота монтажа и эксплуатации;
- возможность включения после их отключения автоматическим повторным включением (АПВ);
- сравнительно невысокая стоимость.

Требование надежности является одним из важнейших, так как от надежной работы выключателей зависит надежность работы электроустановки и даже всей системы.

Минимальное время отключения, т.е. быстрдействие выключателя, весьма желательно по следующим соображениям:

- снижается термическое воздействие тока к.з. на элементы электроустановки, по которой он протекает;
- снижается опасность распространения аварии на другие электроустановки;
- повышается устойчивость параллельной работы трансформаторов и линий электропередачи;

— уменьшается опасность поражения током от прикосновения к заземленным частям при однофазном к.з.

По принципу гашения дуги и роду дугогасящей среды выключатели подразделяются на масляные, воздушные, электромагнитные, элегазовые и вакуумные.

Наиболее распространенными являются *масляные выключатели*, в которых гашение дуги происходит в трансформаторном масле. В малообъемных выключателях масло служит только для гашения дуги, а в многообъемных оно является еще и изолирующей средой.

В *воздушных выключателях* гашение дуги осуществляется струей воздуха под высоким давлением. Эти выключатели не получили распространения в железнодорожных электроустановках.

В *электромагнитных выключателях* гашение дуги осуществляется за счет перемещения ее в пространстве магнитным полем, т.е. гашение происходит в воздушной среде.

В *элегазовых выключателях* гашение дуги происходит в среде шестифтористой серы SF_6 (электрическом газе — сокращенно элегазе), которая активно захватывает электроны в столбе дуги.

Вакуумные выключатели осуществляют гашение дуги в вакуумной камере, где газ практически отсутствует. Эти выключатели по своим качествам наиболее близки к идеальным и поэтому в настоящее время получают все более широкое распространение.

Выключатели классифицируются:

- по числу фаз — одно- и трехфазные;
- по месту установки — внутренняя и наружная.

Технические данные выключателей приводятся в паспорте, а основные — на его щитке. Ниже приведены важнейшие параметры выключателей.

Номинальное напряжение ($U_{\text{ном}}$, кВ) — определяет размеры изолирующих частей, следовательно, габаритные размеры и массу выключателя.

Наибольшее рабочее напряжение ($U_{\text{раб.макс}}$, кВ) — максимальное напряжение, при котором изготовители гарантируют работу выключателей. Для выключателей до 10 кВ $U_{\text{раб.макс}} = 1,2 U_{\text{ном}}$, 35 кВ и выше — $U_{\text{раб.макс}} = 1,15 U_{\text{ном}}$.

Номинальный ток ($I_{\text{ном}}$, А) — наибольшее действующее значение тока, которое выключатель способен пропускать при номинальном напряжении длительное время без перегрева контактов и

токоведущих частей. Этот ток определяет их размеры, но не влияет на общие габариты выключателя.

Номинальный ток отключения ($I_{\text{НОМ.ОТКЛ}}$, кА) — наибольшее действующее значение периодической составляющей тока к.з., которое способен отключить выключатель при наибольшем рабочем напряжении без повреждений.

Предельный сквозной ток характеризует электродинамическую стойкость выключателя и равняется наибольшему значению тока к.з., которое выдерживает выключатель во включенном положении без повреждений:

— начальное действующее значение периодической составляющей ($I_{\text{пр.с}}$, кА);

— амплитудное значение ($i_{\text{пр.с}}$, кА).

Предельный ток термической стойкости (I_{T} , кА) для промежутка времени t_{T} — наибольшее среднеквадратичное значение тока к.з. за промежуток времени t_{T} , которое выдерживает выключатель без перегрева токоведущих частей, препятствующего его дальнейшей работе.

Собственное время отключения выключателя с приводом ($t_{\text{с.в}}$, с) — промежуток времени от момента подачи команды на отключение до момента расхождения дугогасительных контактов.

Полное время отключения выключателя с приводом ($t_{\text{откл.в}}$, с) — промежуток времени от момента подачи команды на отключение до момента погасания дуги во всех полюсах.

$$t_{\text{откл.в}} = t_{\text{с.в}} + t_{\text{д}}, \quad (5.8)$$

где $t_{\text{д}}$ — время горения дуги.

5.10. Многообъемные масляные выключатели

Многообъемные (баковые) масляные выключатели первоначально до середины 30-х гг. XX в. были единственным видом отключающих аппаратов в сетях высокого напряжения.

В выключателях этого вида на каждую фазу предусмотрен отдельный стальной заземленный бак, заполненный трансформаторным маслом, которое используется в качестве газогенерирующего вещества при гашении электрической дуги в процессе отключения, а также для изоляции контактной системы от заземленного бака. Выключатели используются в электроустановках напряжением 35, 110 и 220 кВ.

Выключатель С-35 на 35 кВ разработан в г. Свердловске (Екатеринбурге). Он выпускается на номинальный ток 630 А и используется в сетях, где не требуется более мощный выключатель.

Выключатель состоит из трех баков, разрез одного из них представлен на рис. 5.27, а. Бак 14 имеет форму эллиптического конуса, выполнен из листовой стали, внутри обшит изоляцией 11 из электрокартона и снабжен маслоспускным краном 13. Бак крепится с помощью четырех стяжных шпилек 17 к стальной крышке 1, на которой расположены два ввода. Основной частью ввода является токоведущий стержень 15, пропущенный через бакелитовую втулку 5. Наконечник 2 с резьбой служит для присоединения внешних токоведущих частей. Для повышения влагостойкости пространство между бакелитовой втулкой 5 и фарфоровой покрывкой 6 заполняется морозостойкой мастикой 4. Сверху ввод закрыт круглой

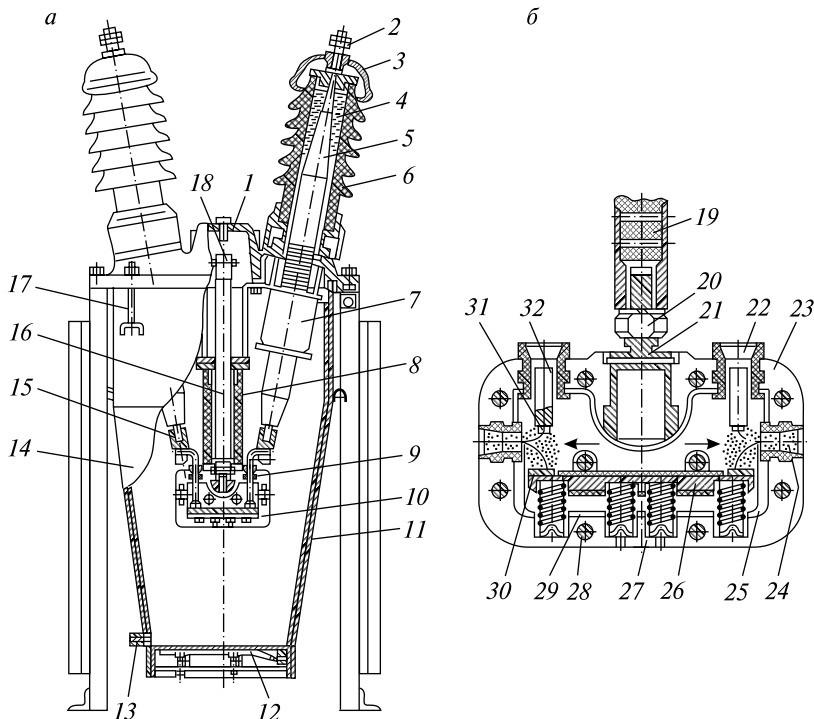


Рис. 5.27. Выключатель С-35:

а — разрез полюса выключателя; б — разрез дугогасительной камеры

литой крышкой 3. На вводах установлены трансформаторы тока 7. Снизу к токоведущим стержням 15 крепятся медные неподвижные контакты 9 Г-образной формы. Подвижная дугогасительная камера 10 закреплена на изолирующей тяге 16, перемещающейся внутри направляющей втулки 8, под действием приводного механизма 18. Под дном бака размещено нагревательное устройство 12, которое включается для подогрева масла при температуре окружающего воздуха ниже -20°C .

Разрез дугогасительной камеры показан на рис. 5.27, б. Корпус 23 собирается из двух частей, изготовленных из легкого синтетического материала, выдерживающего высокое давление, путем соединения стяжными болтами 28. Внутренняя полость камеры облицована дугостойким изоляционным материалом 25. В выхлопные отверстия, расположенные в верхней части и с боков камеры, установлены втулки 22 и 24 из дугостойкого материала. В камере размещается подвижный контактный мост 26 с металлокерамическими напайками 30, опирающийся на четыре контактные пружины 27. Пружины обеспечивают необходимое усилие в контактном соединении между неподвижными контактами 32, облицованными металлокерамическими пластинами 31, и подвижным контактом 26. Ход подвижного контакта 28 ограничивается двумя парами выступов 29. Корпус 21 камеры воздушной подушки соединяется с изолирующей штангой 19 с помощью резьбового соединения и фиксируется гайкой 20.

При отключении приводной механизм перемещает штангу 19 вместе с камерой вниз, между подвижным и неподвижным контактами образуются две дуги, разлагающие масло на газы. Давление в камере резко повышается, и дуги выдуваются в выхлопные отверстия; этому способствует сжатый в камере воздушной подушки воздух, который служит в первый момент газообразования амортизатором, запаасающим энергию. По мере продвижения камеры с подвижным контактным мостом вниз дуги растягиваются как в поперечном, так и в продольном направлении. Соприкасаясь с холодными слоями масла, дуги охлаждаются, деионируются и гаснут окончательно при очередном переходе тока через нуль.

Интенсивная деионизация дуги и ее быстрое гашение происходят благодаря наличию водорода в газовом пузыре, возникающем при разложении масла; высокому давлению в газовом пузыре; рас-

тяжению дуги в продольном и поперечном направлении; наличию двух разрывов токовой цепи на одну фазу; прохождению переменного тока через нуль.

Важнейшую роль в работе выключателя играет буферное пространство, расположенное в верхней части бака над маслом и заполненное воздухом. Оно позволяет маслу расширяться вверх, из-за чего уменьшается давление на стенки и дно бака. Если это пространство недостаточно (высокий уровень масла), то возможен взрыв бака. При низком уровне масла в баке водород, входящий в состав выделяющихся газов и имеющий высокую температуру, поднимаясь вверх, не успевает охладиться и, соединяясь с кислородом воздуха в буферном пространстве, может вызвать взрыв. Следовательно, взрыв выключателя может произойти как при повышении, так и при понижении уровня масла. В процессе эксплуатации ведется контроль за уровнем масла, для этой цели баки имеют маслоуказатели. Выключатель С-35 относится к быстродействующим.

Выключатель У-110 на 110 кВ разработан заводом Уралэлектро-тяжмонтаж.

На рис. 5.28, *а* показан разрез фазы выключателя. В каждой из двух дугогасительных камер *З* имеется по две пары последовательно соединенных контактов, между которыми при отключении возникает две дуги. Первая пара контактов образована верхним неподвижным контактом *15* и подвижным *17* (рис. 5.28, *б*), вторая — промежуточным контактом *24* и подвижным *22*. Между контактами *24* и *17* существует электрическая связь в форме скользящего контакта. Механически оба подвижных контакта *17* и *22* соединены с внешним контактом *21* дугогасительной камеры, причем контакт *17* изолирован от контактов *21* и *22* втулкой *18*.

При отключенном выключателе контакты внутри камеры разомкнуты: контакт *21* и связанные с ним механически контакты *17* и *22* отведены вниз пружиной поджатия *20*. Траверса *2* опущена вниз, так что между ее подвижным контактом *27* и внешним подвижным контактом камеры *21* образован еще один, внешний, разрыв.

При включении выключателя траверса *2* под действием приводного механизма *9*, который перемещает штангу подвижной системы в направляющем устройстве *5*, поднимается вверх, ее контакт *27* вначале соприкасается с контактом *21* и образует при этом цепь тока через резисторы *4*, шунтирующие дугогасительные камеры, затем

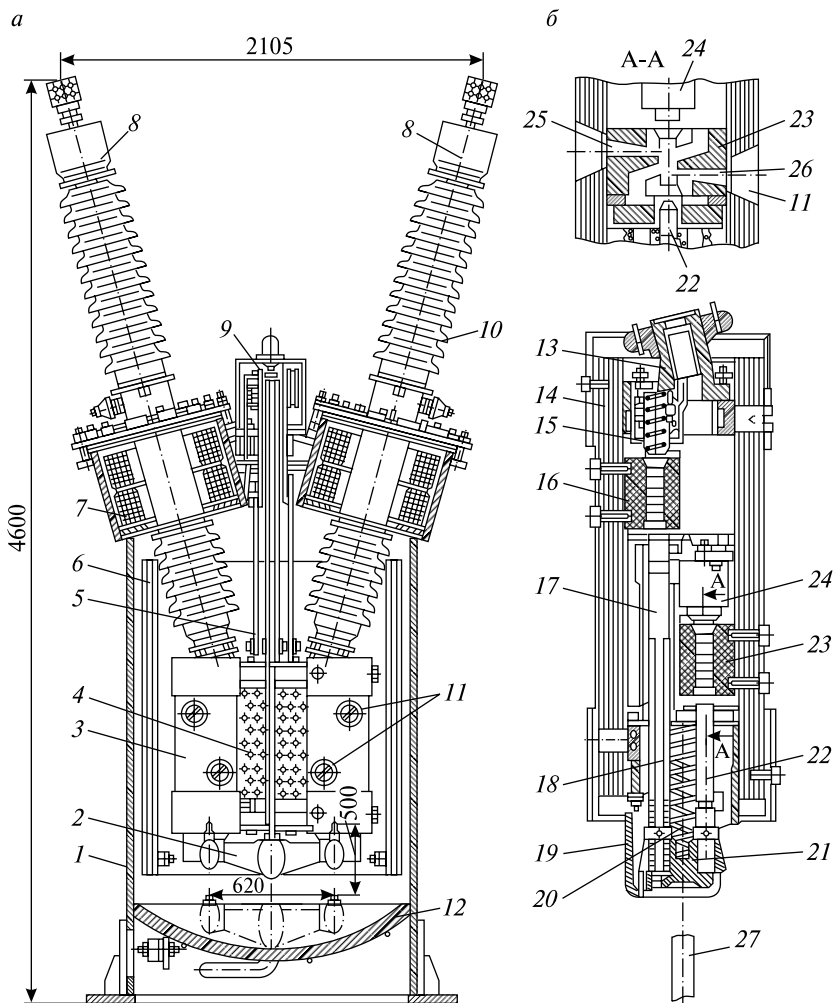


Рис. 5.28. Выключатель У-110:

а — разрез фазы выключателя; *б* — разрез дугогасительной камеры

перемещает контакт 21 и контакты 22 и 17, синхронно замыкая цепь тока через контактные пары 15—17 и 22—24.

При отключении выключателя traversa 2 под действием отключающей пружины выключателя опускается вниз. На первом этапе вместе с ней опускается контакт 21, прижимаемый к контакту 27

пружиной поджатия 20, обе пары контактов 15—17 и 22—24 замыкаются. В образовавшихся разрывах токовой цепи образуется по две дуги в каждой камере. Масло в камерах под действием высокой температуры дуг активно разлагается и давление быстро растет. Дутьевая щель 25 гасительной решетки 23 открывается при опускании контакта 22, создается поперечное газомасляное дутье дуги. Дуга гаснет при первом же переходе тока через нуль. Вторая щель 26 используется для гашения дуги при отключении небольших токов к.з. или рабочих токов. Аналогичный процесс происходит в решетке 16. Образовавшиеся в процессе гашения дуг газы выбрасываются в бак 1 через сопло 11. Экран 19 ограничивает движение вниз подвижного контакта 21. После прекращения движения контакта подвижная траверса 2 продолжает движение вниз и образуются две дуги вне дугогасительных камер между контактами 21 и 27. Ток в этих дугах невелик, так как в цепь включены шунтирующие резисторы 4, поэтому гашение дуг происходит достаточно быстро.

Дугогасительная камера имеет цилиндрический корпус 14 из толстостенного бакелита. Крепится она держателем 13 к токоведущему стержню маслонаполненного ввода 10, уровень масла в котором контролируется маслоуказателем 8. На вводах установлены трансформаторы тока 7 на съемных подставках, позволяющих заменять их без демонтажа вводов. Внутрибаковая изоляция б препятствует перебросу дуги на заземленный бак 1 в момент отключения выключателя. Для подогрева масла в зимнее время на каждом баке выключателя предусмотрено нагревательное устройство 12.

Основные достоинства многообъемных масляных выключателей: простота конструкции; высокая отключающая способность; возможность применения встроенных трансформаторов тока; наружная установка, позволяющая обходиться без специальных помещений.

Основные недостатки выключателей: большая масса трансформаторного масла (230 кг — С-35; 27000 кг — У-220), отсюда, необходимость иметь большой запас его для замены; взрыво- и пожароопасность (справедливости ради следует отметить, что в последних разработках выключателей этот недостаток практически исключен); большая масса и габариты затрудняют перевозку и монтаж выключателей.

5.11. Малообъемные масляные выключатели

Малообъемные (маломасляные) выключатели получили широкое применение на напряжения от 6 до 220 кВ для внутренней и наружной установок. В выключателях этого вида масло служит только газогенерирующей средой в процессе гашения дуги при отключении. Для изоляции токоведущих частей используется фарфор, стеклопластик, текстолит и другие изоляционные материалы. Выключатели имеют значительно меньшие габариты и массу по сравнению с многообъемными выключателями. Небольшая масса трансформаторного масла (4,5 кг — ВМП-10; 12 кг — ВК-10; 100 кг — ВМК-35; 120 кг — ВМУЭ-35; 250 кг — ВМТ-110; 730 кг — ВМТ-220) облегчает ремонт выключателя и уход за ним.

Выключатель ВМП-10 (выключатель масляный подвесной) на напряжение 10 кВ для внутренней установки показан на рис. 5.29.

На стальной раме 1 установлены шесть опорных изоляторов 7, на которых смонтированы три полюса (фазы) 8 выключателя (на рис. 5.29, а показано два изолятора и один полюс). В подшипниках рамы свободно вращается вал 4, на котором закреплены три двуплечных рычага 3 напротив каждого полюса. Рычаги одним плечом соединяются с изоляционной тягой 11, а другим — с отключающей пружиной 2. Для амортизации при включении и отключении выключатель снабжен масляным 9 и пружинным 5 демпферами. Болт 6 служит для заземления рамы выключателя. Изоляционная тяга 11 связывает рычаг вала выключателя с рычагом 12 вала полюса. Уровень масла в выключателе контролируется маслоуказателем 10.

Конструкция одного полюса выключателя показана на рис. 5.29, б. К цилиндру 22, выполненному из стеклоэпоксида, прикреплены нижний 30 и верхний 34 фланцы. Фланец 30 имеет буферную полость 31, снизу закрыт крышкой 26, на которой расположен неподвижный розеточный контакт 29 и маслоспускная пробка 27. Отводящая токоведущая шина 28 крепится к крышке с помощью болтов. Над розеточным контактом 29 находится камера поперечного дутья 25. Внутри корпуса 19 смонтирован подвижной контакт со съемным наконечником 33, имеющим облицовку из металлокерамики. Подвижный контакт приводится в движение рычагом 20 на валу полюса, между ними расположен выпрямляющий механизм 13, преобразующий вращательное движение вала в поступательное — стержня контакта. Токосъем с подвижного контактного стержня на

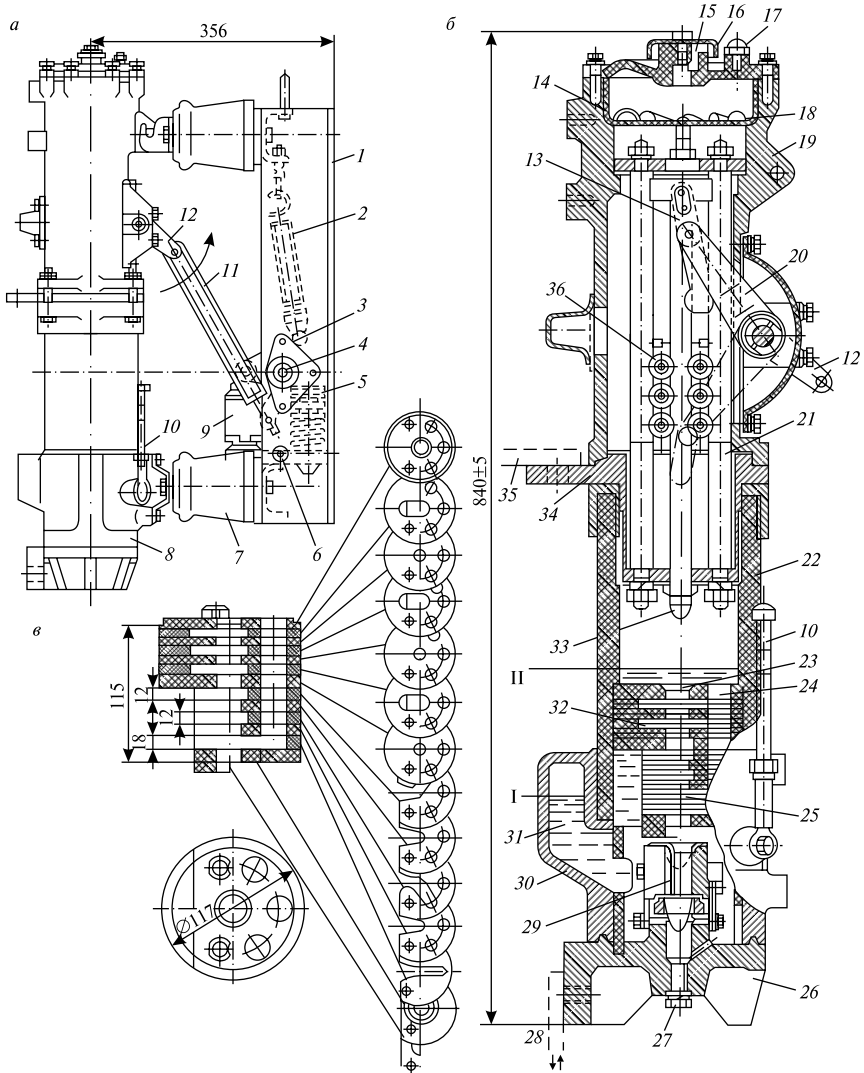


Рис. 5.29. Выключатель ВМП-10:

a — конструкция выключателя; *б* — разрез полюса; *в* — разрез дугогасительной камеры

неподвижные 21 осуществляется с помощью роликов 36. Подвод тока от подводящей шины 35 к стержням 21 осуществляется через фланец 34, к которому она крепится болтами. Корпус полюса сверху закрыт пластмассовой крышкой 16 с маслоналивным отверстием, в которое завинчивается пробка 17.

Дугогасительная камера поперечного масляного дутья (рис. 5.29, в) состоит из пакета текстолитовых пластин. Пластины верхней части камеры круглые и имеют центральное отверстие 23 для прохода контактного стержня. Часть пластин имеют отверстия удлиненной формы. Это позволяет при сборке камеры создать специальные масляные карманы 32 (см. рис. 5.29, б). Помимо центрального отверстия верхние пластины имеют еще три (в некоторых камерах — два) отверстия, благодаря которым в собранной камере создаются вертикальные дутьевые каналы 24, переходящие в нижней части в горизонтальные.

Процесс гашения электрической дуги в выключателе показан на рис. 5.30. Во включенном положении выключателя (рис. 5.30, а) подвижный контактный стержень б находится в розеточном контакте 3. При отключении стержень выходит из розеточного контакта и возникает электрическая дуга (рис. 5.30, б). Под воздействием

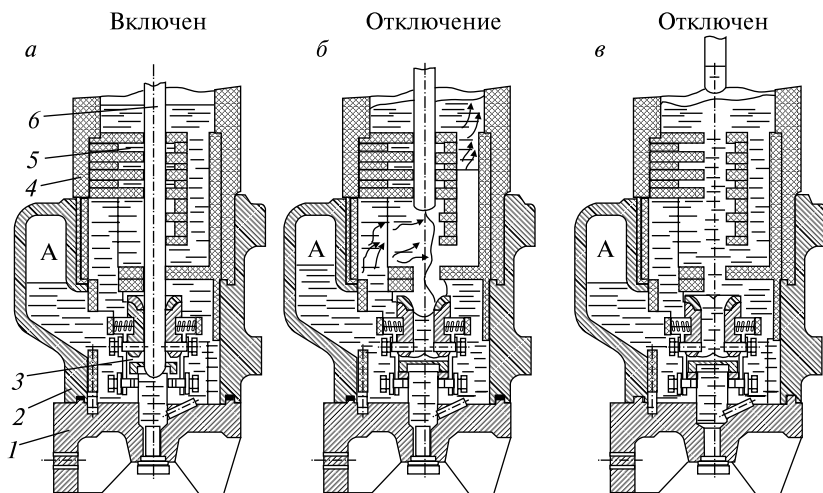


Рис. 5.30. Процесс гашения дуги в выключателе ВМП-10:

а — включенное положение выключателя; б — процесс отключения; в — отключенное положение выключателя

высокой температуры масло генерирует газы, вокруг дуги возникает газовый пузырь, давление в камере повышается и воздух в буферной полости А сжимается. Когда при движении стержня вверх открываются дутьевые горизонтальные каналы, сжатый воздух выталкивает в них масло и газы, осуществляя поперечное дутье, растягивая дугу и производя ее интенсивную деионизацию. Масло и газы по вертикальным дутьевым каналам выбрасываются из дугогасительной камеры в верхнюю часть полюса. Газы через отверстия 18 в маслоотделителе 14 (см. рис. 5.29, б) и далее по каналу 15 в верхней пластмассовой крышке уходят из выключателя. Масло через маслоотделитель не проходит, оно стекает по стенкам цилиндра вниз и через отверстия 23 и 24 камеры возвращается в нижнюю часть полюса.

Если отключаются небольшие токи, то давление в камере может быть недостаточным для быстрого гашения дуги. Она тянется за стержнем и в верхней части камеры испаряет масло в масляных карманах 5 (см. рис. 5.30, а, б), создавая встречно-радиальное дутье, которое гасит дугу. Масло в процессе гашения практически не расходуется, однако, насыщается частичками металла электродов, взвешенным углеродом — продуктом разложения масла, твердыми механическими примесями и водой. Поэтому масло после определенного числа отключений меняют, для чего имеется пробка в крышке 1 нижнего фланца 2. После отключения (рис. 5.30, а, в) подвижный контакт выходит из масла, изоляцию между контактами осуществляет цилиндр 4 из стеклоэпоксида.

ВМП-10 относится к выключателям ускоренного действия: собственное время отключения выключателя с приводом составляет 0,09 с, а полное — 0,11 с.

Выключатель ВМК-35 (выключатель маломасляный колонковый) на напряжение 35 кВ предназначен для наружной установки. На рис. 5.31, а показаны три фарфоровые колонки (фазы), установленные на тележке 8. Каждая колонка состоит из двух аппаратных полых изоляторов, в верхнем 3 находится дугогасительная камера 9, в нижнем 5 — изоляционная тяга 7, к которой крепится подвижный контактный стержень 6. Неподвижный розеточный контакт 2 смонтирован в верхней части дугогасительной камеры 9, которая набрана из изоляционных дисков 10. Чтобы разгрузить изоляторы от ударного действия высокого давления, возникающего

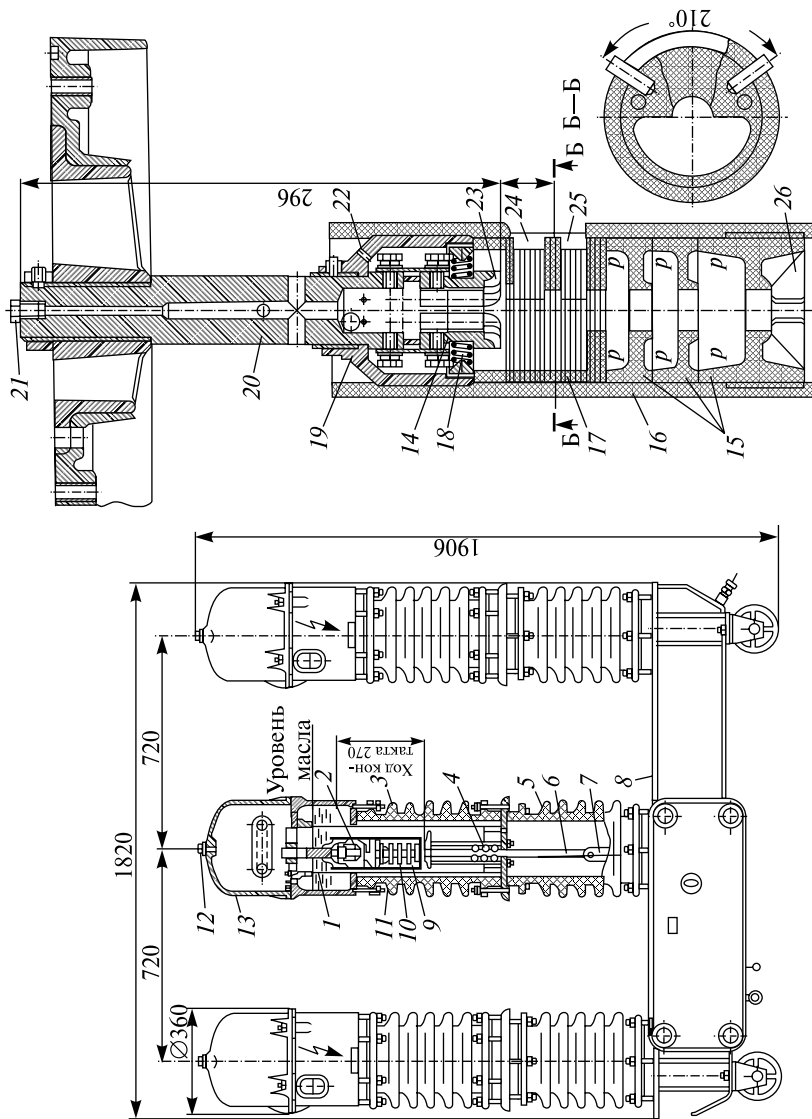


Рис. 5.31. Выключатель ВМК-35:

a — общий вид; *б* — разрез дугогасительной камеры

в камере при отключении выключателя, ее помещают в толстостенный бакелитовый цилиндр 11. Масло находится в верхней части выключателя, его уровень контролируется маслоуказателем 1. Роликовая контактная система 4 обеспечивает токосъем с подвижного стержня на неподвижные, которые связаны с нижним внешним выводом на среднем фланце. Верхний вывод делается от колпака 13, на котором имеется маслоналивное отверстие 12, закрытое пробкой.

Разрез дугогасительной камеры встречно-поперечного дутья приведен на рис. 5.31, б. В верхней части камеры на стержне 20 смонтирован контактный вывод 21 и неподвижный розеточный контакт. Его сегменты 14 имеют металлокерамическое покрытие 23 и пружинами 18 поджимаются к контактному стержню при включенном выключателе. Розеточный контакт сверху закрыт металлическим стаканом 19 с отверстием 22 для постепенного выхода газов после гашения дуги. Цилиндрический корпус 16 камеры навинчивается на стакан. Внутри корпуса пластины 17 и блоки 15 образуют комбинированную дугогасительную камеру. Каналы 24 и 25 служат для поперечного дутья при гашении дуги с большими токами. В нижней части камеры при отключении малых токов осуществляется интенсивное продольное дутье при разложении масла в карманах, образованных полостями p в фигурных вкладышах 15 из изоляционного газогенерирующего материала. После отключения тока карманы и полость камеры вновь заполняются маслом, поступающим через отверстие 26 для прохода подвижного контакта, а также через каналы 24 и 25.

Выключатель ВМК-27,5, применяемый в тяговых сетях однофазного переменного тока, имеет аналогичную конструкцию и принцип гашения дуги, но состоит из одной колонки. Основанием выключателя служит шкаф привода.

Большинство выключателей типа ВМК относится к числу быстродействующих, хотя некоторые имеют полное время отключения 0,1—0,11 с.

Выключатель ВМУЭ-35Б-25/1250-УХЛ 1 (выключатель маломасляный унифицированный с электромагнитным приводом) на напряжение 35 кВ, номинальный ток отключения 25 кА, номинальный ток 1250 А для умеренного и холодного климата и наружной установки.

Конструкция имеет много общего с выключателем ВМК-35. Три полюса выключателя устанавливаются на сварной раме, закрытой

со всех сторон. Внутри рамы находится приводной механизм. В центральной части рамы, ниже приводного механизма, установлен электромагнитный привод.

Полос выключателя представляет собой колонку (см. рис. 5.31, а) фарфоровых, армированных металлическими фланцами изоляторов: нижнего — опорного; верхнего — камерного (с дугогасительной камерой внутри). Наверху камерного изолятора установлен колпак с указателем уровня масла. Между изоляторами расположен промежуточный фланец с токовым выводом, на котором крепятся направляющие стержни, придающие вертикальность движению подвижного контакта. Токоотвод от подвижного контактного стержня осуществляется через роликовый токосъем на вывод промежуточного фланца. Между колпаком и камерным изолятором установлен верхний фланец со вторым токовым выводом. На верхнем фланце смонтирован неподвижный розеточный контакт и дугогасительная камера, заключенная в стеклоэпоксидный цилиндр с окнами для выхлопа газов, образующихся при гашении дуги. Подвижный контактный стержень связан с приводным механизмом выключателя изоляционной тягой.

Выключатель ВМУЭ-27,5 применяется в тяговых сетях однофазного переменного тока, конструктивно схож с выключателем ВМК-27,5.

Выключатели серии ВМУЭ относятся к быстродействующим, имеют собственное время отключения 0,05 с, а полное — 0,075 с.

Выключатель ВМТ-110 на напряжение 110 кВ с токоотводом специальной конструкции относится к числу маломасляных. Его внедрение позволяет прекратить производство многообъемных выключателей типов МКП-110 и У-110.

На рис. 5.32 показан общий вид выключателя ВМТ-110. Выключатель состоит из стальной рамы 7, на

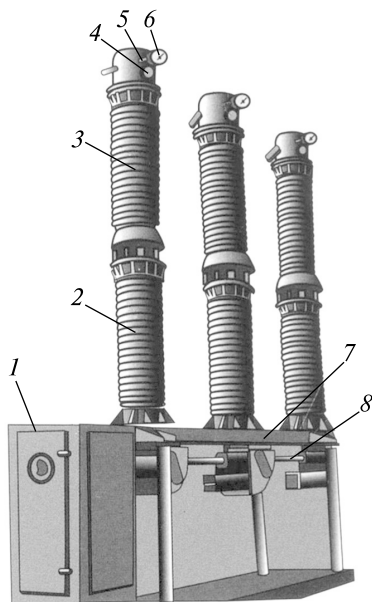


Рис. 5.32. Общий вид выключатель ВМТ-110

которой установлены три фарфоровые колонны. Нижняя часть каждой колонны представляет собой полый опорный изолятор 2, внутри которого размещены стеклопластиковые тяги для передачи движения от привода 1 через механизм управления 8 к системе управления подвижным контактом. Верхняя часть колонны, заполненная трансформаторным маслом, представляет собой дугогасительное устройство 3. Уровень масла контролируется с помощью маслоуказателя 4. Рядом с ним на колпаке 5 каждого полюса располагается манометр 6 для контроля избыточного давления в дугогасительном устройстве. Дугогасительное устройство заполнено сжатым азотом, которое обеспечивает избыточное давление, способствующее поддержанию высокой электрической прочности межконтактного промежутка, повышению износостойкости контактов и сохранению высокого уровня внутренней изоляции вне зависимости от внешних атмосферных условий. Избыточное давление создается перед пуском выключателя в эксплуатацию и благодаря надежной герметизации сохраняется в выключателе вплоть до очередной ревизии.

Дугогасительное устройство (рис. 5.33, а) состоит из дугогасительной камеры 2, неподвижного контакта 4, колпака 8, токопровода 5 с подвижным контактом 1. Камера помещена внутри установленного на токоотводе стеклопластикового цилиндра 12, защищающего фарфоровый корпус 3 от воздействия давления, возникающего при гашении дуги. На колпаке 8 установлены маслоуказатель 6 и манометр 7, а внутри над уровнем масла находится буферная полость 9. Для скрепления металлических частей используются шпильки с гайками 10, а для герметизации — уплотняющее кольцо 11. Снизу дугогасительное устройство закрывается колодкой 13 с центральным отверстием для подвижного контакта.

На рис. 5.33, б на разрезе нижней части колонны показана система управления подвижным контактом 20. В процессе включения выключателя тяга 15 привода перемещается влево, поворачивая рычаг 14 вместе с валом и внутренним рычагом 16 по часовой стрелке. Соединенная с рычагом 16 изоляционная тяга 17 увлекает вниз подвижную колодку 23 с роликами 22 и 24. При этом ролик 22 тянет трос 21 и, перемещая подвижный контакт 20 вверх, включает выключатель. Ход подвижного контакта двукратно увеличивается по сравнению с ходом изоляционной тяги 17. Колодка 23 связана с тягой 17 серьгой 26 и резьбовой муфтой 27, создающей необходимое натяжение тросов. При включении сжимаются

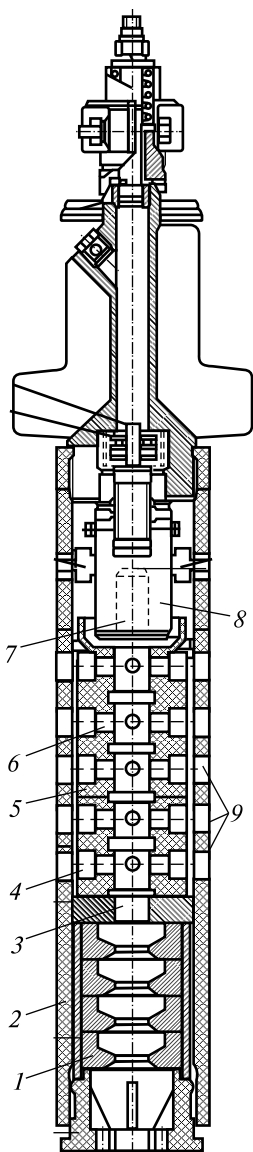


Рис. 5.34. Дугогасительная камера выключателя ВМТ-110

Верхний и нижний 18 фарфоровые изоляторы имеют фланцевое соединение с токоотводом, расположенным между ними. Крепление фланцев к изоляторам осуществляется с помощью цементной мастики 19, а для герметизации соединения используется кольцо 28.

Дугогасительная камера встречно-поперечного дутья (рис. 5.34) представляет собой изоляционный цилиндр 2, плотно охватывающий фигурные вкладыши 5 из дугостойкого фторопласта, образующие зоны выхлопа 4, горизонтальные дутьевые щели 6 и центральное отверстие 3 для прохождения подвижного контакта 7 к находящемуся в камере неподвижному контакту 8. Напротив дутьевых щелей в изоляционном цилиндре 2 выполнены окна 9. В нижней части камеры изоляционными вкладышами 1 образованы масляные карманы для гашения малых и средних токов.

Выключатель ВМТ-110 относится к быстродействующим: его собственное время отключения составляет 0,03—0,035 с, а полное — 0,05—0,06 с.

5.12. Вакуумные выключатели

Теоретически и практически доказано, что самый простой способ гашения электрической дуги — в вакууме, где отсутствует среда, проводящая электрический ток. Вакуумные выключатели более просты в эксплуатации, чем масляные или электромагнитные, и благодаря своим преимуществам постепенно вытесняют их.

Основные преимущества вакуумных выключателей:

— отсутствие необходимости замены и пополнения масла;

- высокая износостойкость при отключении как номинальных токов, так и токов к.з.;
- простота эксплуатации, снижение эксплуатационных затрат;
- бесшумность, чистота, удобство обслуживания, обусловленные отсутствием внешних эффектов при отключении токов к.з.;
- сравнительно малые габариты и масса выключателей, небольшие динамические воздействия на конструкции при работе;
- легкая замена вакуумной дугогасительной камеры (ВДК) и ее произвольное положение при конструировании выключателя;
- высокое быстродействие выключателя;
- отсутствие загрязнения окружающей среды.

К недостаткам можно отнести:

- рентгеновское излучение, являющееся наиболее серьезным препятствием для распространения вакуумных выключателей на напряжения, превышающие 35 кВ;
- возможность коммутационных перенапряжений при отключении малых индуктивных токов;
- склонность материалов контактов к сварке в условиях глубокого вакуума.

Вакуумная дугогасительная камера (ВДК) является основной вакуумного выключателя. ВДК (рис. 5.35) типа КДВ-10-1600-20УХЛ2 расшифровывается следующим образом: камера дугогасительная вакуумная на номинальное напряжение 10 кВ, номинальный ток 1600 А, номинальный ток отключения 20 кА, для умеренного и холодного климата и эксплуатации в закрытых шкафах. ВДК имеет стеклокерамическую оболочку 1, состоящую из двух секций изо-

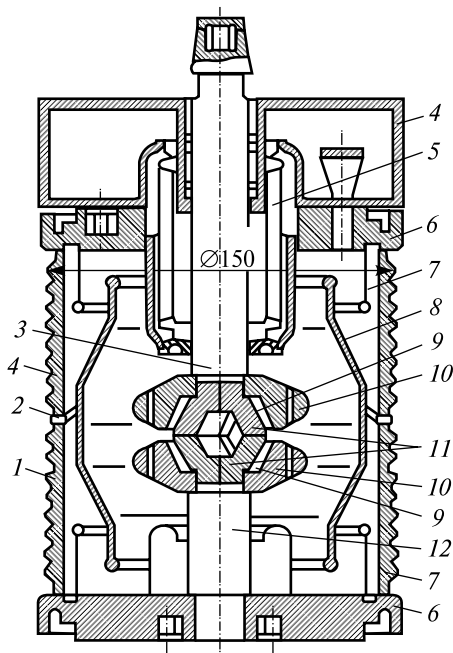


Рис. 5.35. Вакуумная дугогасительная камера

ляторов, соединенных между собой металлической прокладкой 2 и вакуумно-плотно приваренных к фланцам 6. Внутри камеры создается вакуум порядка $1,33 \cdot 10^{-4}$ Па (10^{-6} мм рт. ст.). Контактная система торцевого типа состоит из контактов 11 и дугогасящих электродов 10, спаянных с медными стержнями вводов, один из которых — неподвижный 12, второй — подвижный 3 и соединен с фланцем 6 через сильфон 5 — гофрированную трубку из нержавеющей стали. Контакты имеют вид полых усеченных конусов с радиальными прорезями. Дугогасящие электроды 10 представляют собой диски, разрезанные спиральными прорезями на три сектора каждый. Направление спиралей в противолежащих электродах встречно. Между контактами и дугогасящими электродами имеется зазор 9. Форма контактов задает такой путь тока, при котором на дугу, возникающую при размыкании цепи, действует радиальное электродинамическое усилие, заставляющее дугу перемещаться на дугогасящие электроды. Радиальные прорези в контактах и зазор между контактами и дугогасящими электродами увеличивают плотность тока в контактах и, следовательно, радиальное электродинамическое усилие, действующее на дугу. Вместе с тем контакты имеют небольшое активное сопротивление и способны пропускать большие рабочие токи. Секторы в противолежащих дугогасящих электродах образуют три пары рельсов, по которым дуга перемещается, переходя с одной пары рельсов на другую, до погасания при переходе тока через нуль. Перемещение дуги на периферию обеспечивает защиту контактной поверхности от износа и потери формы.

Нормально контакты под действием атмосферного давления на подвижный контакт через сильфон 5 замкнуты. Для размыкания их к стержню 3 прикладывается усилие отключающей пружины выключателя, под действием которого гофры сильфона сжимаются и подвижный контакт отрывается от неподвижного, перемещаясь вверх. При этом на месте последней контактной точки образуется расплавленный металлический мостик, из которого идет интенсивное испарение металла. Давление внутри дуги существенно выше, чем в окружающем ее разреженном пространстве, поэтому пары металла распространяются по всему объему камеры. Это приводит к резкому уменьшению проводимости канала дуги и ее гашению.

Для защиты оболочки 1 камеры от частичек металла, распыляемых дугой при отключении, применяется экранная система. Эк-

раны 7 приварены к фланцам и находятся под их потенциалами. Экран 8 закреплен на прокладке 2, изолирован от фланцев и является беспотенциальным. На нем и осаждается основная часть паров металла, а изоляционная поверхность оболочки остается чистой. Внешняя поверхность оболочки имеет ребра для увеличения пути тока утечки по изоляции при попадании паров влаги («выпадении росы»). Камера снабжена направляющей 4 из силумина, внутри которой перемещается контактный стержень 3. Из-за высоких изоляционных свойств вакуума ход подвижного контакта невелик и составляет 12 мм.

Вакуумный выключатель ВВЭ-10 на напряжение 10 кВ с электромагнитным приводом показан на рис. 5.36, а. В полюсах 8 выключателя применяются вакуумные камеры 7 типа КДВ-10-1600-20. На основании 1 крепится рама 2 тележки с катками для перемещения выключателя и располагается заземляющий контакт 3. Электромагнитный привод 13, закрытый крышкой 12, механически связан с валом 16 выключателя, к рычагам которого шарнирно крепятся изоляционные тяги 6. Вал 16 установлен на двух шарикоподшипниках 4. Механизм блокировки 14 обеспечивает местное ручное отключение, исключает возможность включения выключателя в промежуточном незафиксированном фиксатором 17 положении при его выкатывании или вкатывании в шкаф. Блок контактов сигнализации состоит из восьми контактов типа БКМ-1 и связан механически с валом выключателя. Его контакты предназначены для использования в схемах управления, сигнализации и защиты. Клеммные зажимы 15 служат для подключения проводов вторичных схем, которые через штепсельный разъем на фасадной перегородке 9 соединяются после вкатывания выключателя в высоковольтный шкаф с приборами управления, сигнализации и защиты. На передней панели 12 привода установлен счетчик ходов 11, регистрирующий число отработанных циклов включения и отключения. Для ручного отключения выключателя в процессе его ремонта и наладки используется кнопка 10.

В полюсе выключателя ВВЭ-10 (рис. 5.36, б) находится вакуумная дугогасительная камера ВДК 21, которая крепится к изоляционному корпусу 18 с помощью болтов 31 через ребристую крышку 19, выполняющую роль радиатора охлаждения. Подвижный контакт 23 с радиатором 22 соединяется гибкой связью 27 со стержнем 26, на котором установлен главный разъемный контакт 25 ро-

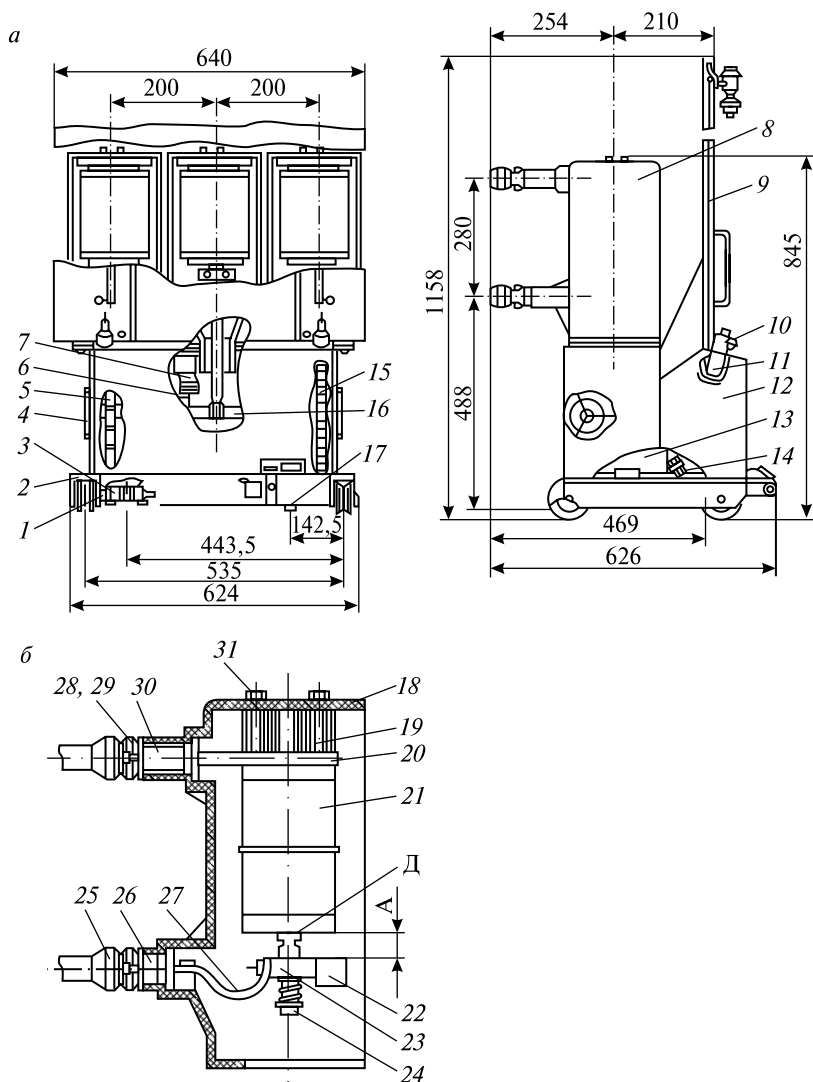


Рис. 5.36. Вакуумный выключатель ВВЭ-10:
 а — конструкция выключателя; б — полюс выключателя

зеточного типа. На подвижном контакте 23 установлен узел поджатия 24, служащий для создания дополнительного поджатия торцевых контактов ВДК в зоне поджатия Д после включения выключа-

теля. Неподвижный контакт ВДК через верхний токоотвод *20* связан со стержнем *30*, на котором установлен главный розеточный контакт. Стержень *30* фиксируется на корпусе *18* с помощью гайки *28* и шайбы *29*.

Выключатели ВВЭ-10 на токи 2000 и 3150 А имеют конструкцию, несколько отличную от описанной выше.

Вакуумный выключатель ВВ-TEL-10-1000 выпускается производственным объединением «Таврида-электрик», конструктивная схема полюса выключателя показана на рис. 5.37, *а*. Якори *8* приводных электромагнитов полюсов соединены между собой валом *11*. В разомкнутом положении контакты выключателя *1* и *3* удерживаются отключающей пружиной *9* через тяговый изолятор *5*. При по-

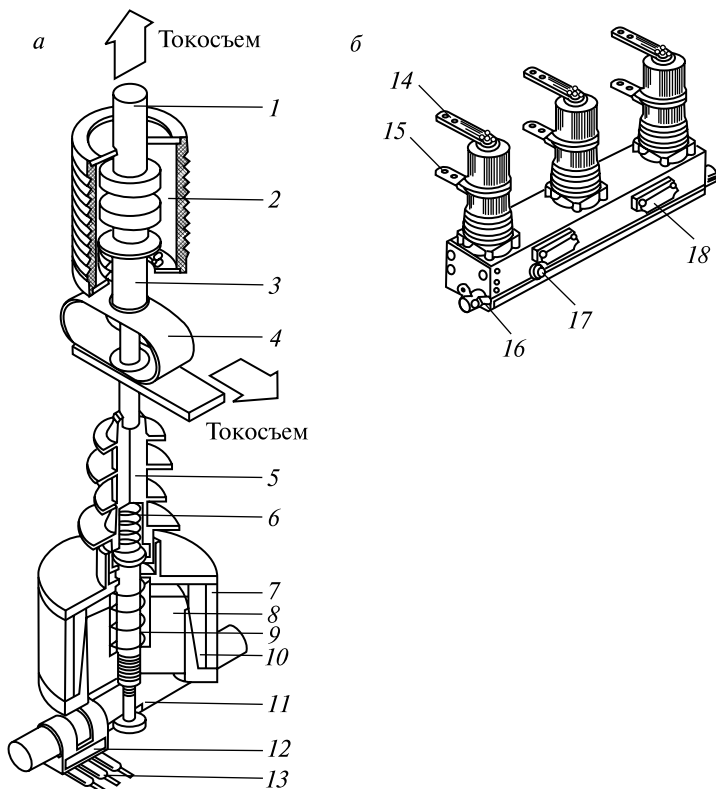


Рис. 5.37. Вакуумный выключатель ВВ-TEL-10-1000:
а — конструктивная схема полюса; *б* — общий вид выключателя

даче питания на катушку электромагнита 10 якорь 8, сжимая отключающую пружину, перемещается вверх вместе с тяговым изолятором 5 и подвижным контактом 3, который замыкается с неподвижным контактом 1. В это время кольцевой магнит 7 запасает магнитную энергию, необходимую для удержания выключателя во включенном положении, а катушка 10 постепенно обесточивается. После этого привод оказывается подготовлен к операции отключения.

Во включенном положении выключатель удерживается силой магнитного притяжения якоря 8 к кольцевому магниту 7, так называемой «магнитной защелкой», при этом энергия из внешней цепи не потребляется. Ток через выключатель проходит через гибкий токосъем 4.

При отключении выключателя блок управления подает импульс противоположного направления в катушку 10, размагничивая магнит и снимая привод с «магнитной защелки». Под действием пружин 6 и 9 якорь 8 перемещается вниз вместе с тяговым изолятором 5 и подвижным контактом 3, выключатель отключается. Гашение дуги происходит в дугогасительной камере 2.

Внешние вспомогательные цепи переключаются герконами 13 под действием перемещающегося вместе с валом 11 постоянного магнита 12.

На рис. 5.37, б показан общий вид выключателя, состоящего из трех полюсов на одном едином основании. Подключение главных цепей осуществляется к контактными шинам 14 и 15. Для ручного отключения предназначена кнопка 16, а для заземления выключателя — болт 17. Подключение вторичных цепей производится через коробку 18.

Вакуумные выключатели колонкового типа находят все большее применение в электроустановках напряжением 35 кВ (трехфазные) и 27,5 кВ (однофазные).

Общий вид **выключателя ВВН-27,5-20/1600-УХЛ1** (вакуумный быстродействующий наружной установки) на напряжение 27,5 кВ, номинальный ток отключения 20 кА и номинальный ток 1600 А для районов с умеренным и холодным климатом дан на рис. 5.38.

На раме 1 закреплен привод 2, на крышке 6 его шкафа 7 установлен полюс выключателя, состоящий из полого опорного изолятора 4 и фарфоровой крышки 3. Внутри крышки 3 размещена вакуумная дугогасительная камера, контакты которой при-

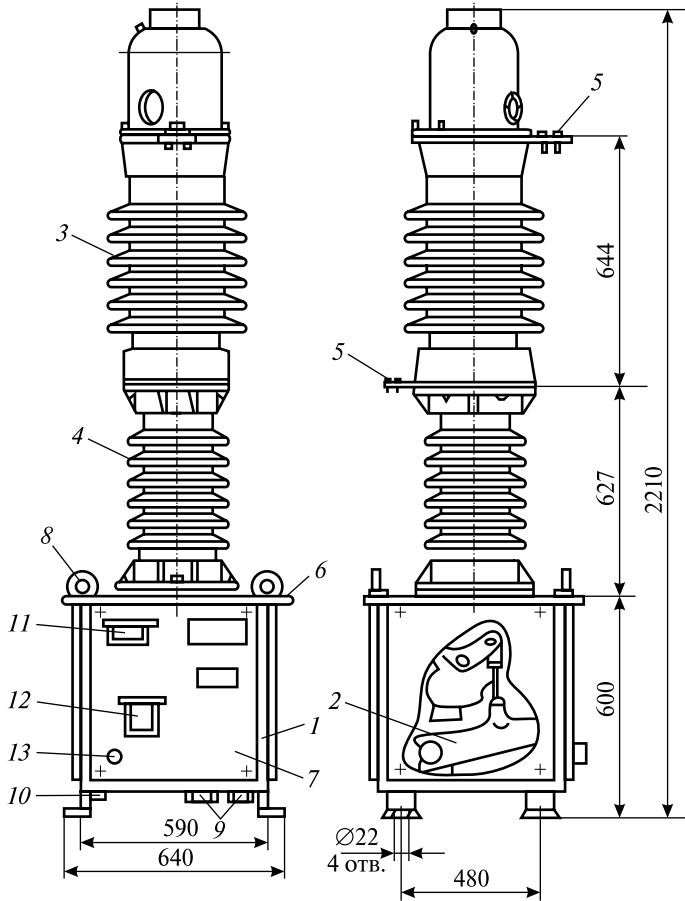


Рис. 5.38. Вакуумный выключатель ВВН-27,5

соединены к токоотводам 5. Кольца 8 служат для подъема выключателя при транспортировке, монтаже и ремонте. Снизу шкафа привода расположены кабельные муфты 9 для ввода кабелей цепей питания, управления и сигнализации. Выключатель имеет указатель включенного и отключенного положения 12, счетчик числа работы выключателя 11, кнопку ручного отключения 13. На раме находится болт заземления 10.

На разрезе полюса выключателя (рис. 5.39) показана дугогасительная камера 3 типа КДВ-35-25/1600 УХЛ2 на номинальное на-

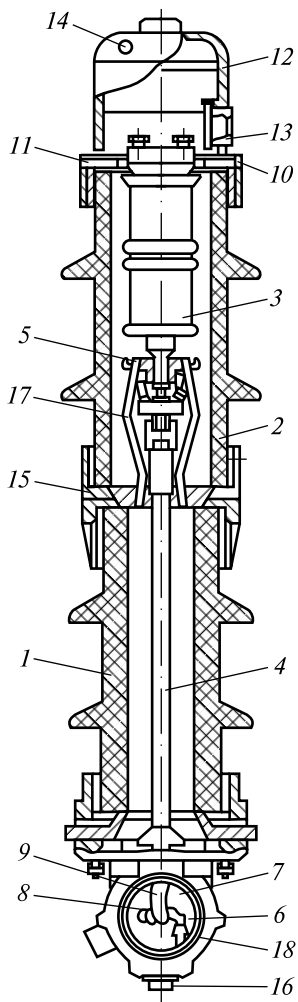


Рис. 5.39. Разрез полюса выключателя ВБН-27,5

пряжение 35 кВ и номинальный ток отключения 25 кА. Конструкция и принцип работы камеры схожи с камерой на 10 кВ (см. рис. 5.35). Внутри опорного изолятора 1 проходит изоляционная тяга 4, соединяющая подвижный контакт 5 камеры с рычагом 6 на оси 8 механизма 7 полюса, предназначенного для передачи движения от привода к подвижному контакту камеры. Масляный буфер 18, в который упирается рычаг 6 при отключении выключателя, поглощает избыточную энергию подвижных частей полюса в конце хода отключения. Вилка 9 позволяет регулировать длину тяги 4. Опорный изолятор 1 и крышка 2 армированы фланцами 10 и 15 из алюминиевого сплава. Камера 3 закреплена на фланце 10. Электрическая прочность наружной изоляции вакуумной камеры обеспечивается за счет заполнения полюса трансформаторным маслом. На фланце 11 установлен колпак 12 с маслоуказателем 13 и болтом 14, закрывающим отверстие для залива масла вручную. Штуцер фланца 16 имеет отверстие для слива масла вручную и, в то же время, позволяет сливать и заливать масло под давлением при помощи насоса. На время слива и залива масла болт 14 должен быть вывернут для свободной циркуляции воздуха. Гибкие связи 17 обеспечивают соединение подвижного контакта 5 с токоотводом 5 (см. рис. 5.38).

Выключатель имеет значительный коммутационный ресурс. Допустимое число включений и отключений при номинальном токе составляет 20 000. Собственное время отключения выключателя не превышает 0,06 с, полное — 0,08 с.

Как видно из вышесказанного, вакуумные выключатели отвечают всем требованиям, перечисленным в параграфе 5.9. Весьма вероятно, что в ближайшем будущем по мере выработки выключателями разных типов своего ресурса, они будут заменяться вакуумными.

5.13. Воздушные и элегазовые выключатели

В воздушных выключателях дугогасительной средой является сжатый воздух, подаваемый в зону горения дуги струей под давлением 2 МПа в момент расхождения контактов выключателя. Сжатый воздух как дугогасящая среда обладает высокими качествами. Его электрическая прочность сильно возрастает с увеличением давления, однако она снижается в потоке воздуха при гашении дуги.

Дугогасительные устройства выключателей могут быть с одним или несколькими разрывами цепи на фазу, с продольным или поперечным дутьем сжатым воздухом. На рис. 5.40 схематично показаны основные типы гасительных камер: камера с продольным двусторонним дутьем (рис. 5.40, а); с поперечным дутьем (рис. 5.40, б); с продольно-радиальным дутьем (рис. 5.40, в).

В камере с продольным двусторонним дутьем при отключении выключателя (рис. 5.40, а) под действием сжатого воздуха контакты 1 расходятся на необходимое для гашения дуги 2 расстояние и одновременно возникает интенсивное дутье. Поток воздуха внутри труб-

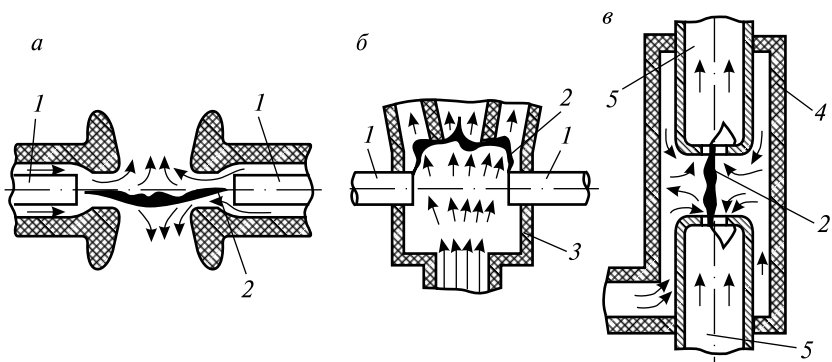


Рис. 5.40. Схема дугогасительных камер воздушных выключателей:
а — камера с продольным двусторонним дутьем; б — камера с поперечным дутьем; в — камера с продольно-радиальным дутьем

чатых изоляторов удаляет из дугового промежутка продукты горения дуги, представляющие собой хорошо проводящую среду. Их место занимает свежий неионизированный воздух, обладающий высокой электрической прочностью. При прохождении тока через ноль дуга гаснет.

В камере поперечного дутья (рис. 5.40, б) поток воздуха направлен поперек контактов 1, дуга 2 вытесняется из межконтактного промежутка в отдельные отсеки камеры и растягивается в зигзагообразную линию. Камеры поперечного дутья 3 применяются в выключателях до 20 кВ.

На рис. 5.40, в показана камера 4 с продольным и частично радиальным дутьем, возникающим при проникновении воздушного потока внутрь трубчатого контакта 5. При этом поток воздуха сдувает дугу 2 с торцов трубчатого контакта внутрь, где она растягивается и гасится. Камеры такого типа применяются в выключателях 35—500 кВ.

После погасания электрической дуги подача сжатого воздуха прекращается, в камере восстанавливается атмосферное давление, а вместе с этим резко падает электрическая прочность дугового промежутка. Таким образом, если между контактами появляется воздух при атмосферном давлении, то электрическая прочность его оказывается недостаточной, что может вызвать пробой межконтактного промежутка и повторное зажигание дуги. Поэтому в воздушных выключателях последовательно с дугогасительными контактами вводится специальный отделитель, который служит для создания необходимого изоляционного промежутка при отключенном положении выключателя. Отделитель в гашении дуги участия не принимает, так как к моменту его размыкания дуга уже погашена в дугогасительной камере. Отделитель может быть выполнен внутренним, как часть контактной системы выключателя, или внешним — в виде рубящего ножа, который размыкается сразу после гашения дуги.

Воздушные выключатели в железнодорожных электроустановках практически не применяются, так как их установка требует создания специального компрессорного и пневматического хозяйства. В последнее время идет процесс замены части воздушных выключателей на элегазовые.

Элегазовые выключатели рассматриваются как наиболее перспективные, особенно на напряжение 110 и 220 кВ.

Элегаз (SF_6 — шестифтористая сера) представляет собой инертный газ, плотность которого превышает в 5 раз плотность воздуха. Электрическая прочность элегаза в 2-3 раза превышает прочность воздуха. При давлении 0,2 МПа его электрическая прочность сравнима с прочностью трансформаторного масла. При атмосферном давлении в элегазе может быть погашена дуга с током, превышающим в 100 раз ток, отключаемый в воздухе при тех же условиях.

Элегаз является «электроотрицательным» газом. Его молекулы обладают способностью захватывать электроны. При этом образуются малоподвижные, тяжелые отрицательные ионы, которые медленно передвигаются в электрическом поле. Такая способность элегаза объясняется его химическими свойствами. Потеря электронов делает дугу неустойчивой и она легко гаснет. В струе элегаза, т.е. при газовом дутье, поглощение электронов из дугового столба происходит еще более интенсивно. Высокая диэлектрическая прочность элегаза обеспечивает требуемую степень изоляции при минимальных расстояниях.

В элегазовых выключателях применяют автопневматические дугогасительные устройства, в которых газ в процессе отключения сжимается поршневым устройством и направляется в зону дуги. Элегаз достаточно дорог, поэтому гашение дуги в его струе с выхлопом в атмосферу нерентабельно. Элегазовый выключатель представляет собой замкнутую систему без выброса газа наружу.

Принципиальная схема дугогасительного автокомпрессионного устройства элегазового выключателя приведена на рис. 5.41. При отключении цилиндр 3 вместе с контактом 2 перемещается в корпусе 5 вниз, образуя разрыв между подвижным 2 и неподвижным 1 контактами, в результате чего через от-

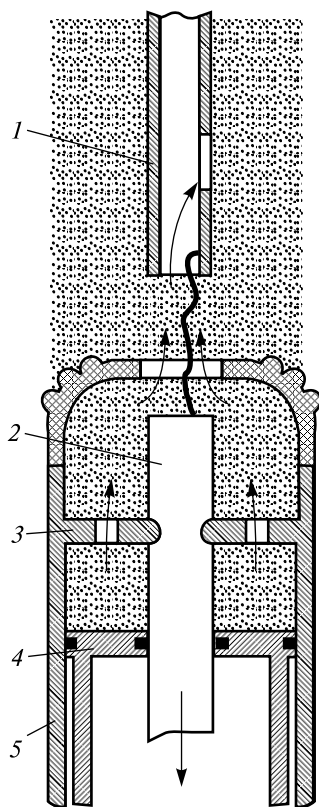


Рис. 5.41. Схема дугогасительного устройства элегазового выключателя

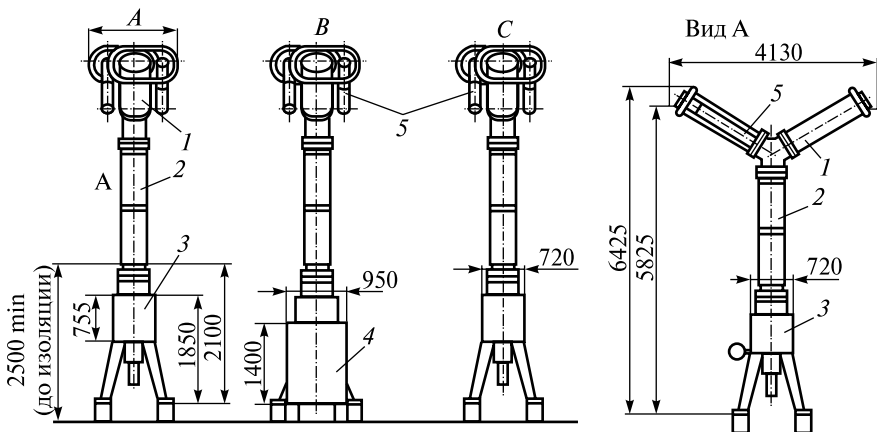


Рис. 5.42. Выключатель элегазовый ВГУ-220-45/3150

крывшееся центральное отверстие загорается дуга. Поршень 4 остается неподвижным, поэтому при движении цилиндра вниз элегаз над поршнем сжимается, создается дутье в объем камеры и в полый контакт 1. Столб дуги интенсивно охлаждается и поток газа гасит дугу. При включении цилиндр 3 перемещается вверх, контакт 1 оказывается в верхней камере цилиндра и цепь замыкается.

На рис. 5.42 показан выключатель ВГУ-220-45/3150-У1 ($U_{\text{ном}} = 220$ кВ, $I_{\text{откл.ном}} = 45$ кА, $I_{\text{ном}} = 3150$ А, умеренный климат, открытая установка). Полюс выключателя имеет Y-образную компоновку. Емкостные делители 5 обеспечивают равномерное распределение напряжения между двумя дугогасительными модулями 1 полюса при отключении, которое осуществляется с помощью пневматического привода, расположенного в шкафу управления 3. Включается выключатель пружинами, которые заводятся при отключении. Дугогасительные модули 1 крепятся на опорной колонке 2. Распределительный шкаф 4 предназначен для пневматической и электрической связи трех полюсов выключателя.

5.14. Разъединители

Разъединители — коммутационные аппараты, предназначенные для замыкания и размыкания предварительно обесточенных высоковольтных цепей с целью создания видимого разрыва цепи при производстве работ со снятием напряжения.

Разъединители не имеют устройств для гашения дуги и поэтому не допускается отключение ими цепей под нагрузкой, так как это может привести к возникновению между контактами устойчивой дуги. Отключению разъединителя должно предшествовать отключение цепи выключателем. При включении цепи первыми включаются разъединители, потом — выключатели.

В соответствии с «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» разрешается отключение и включение разъединителями:

- нейтралей силовых трансформаторов напряжением 110—220 кВ;
- заземляющих дугогасящих реакторов напряжением 6—35 кВ при отсутствии в сети замыкания на землю;
- намагничивающего тока силовых трансформаторов напряжением 6—220 кВ;
- зарядного тока и тока замыкания на землю (не к.з.) воздушных и кабельных линий электропередачи;
- зарядного тока систем шин, а также зарядного тока присоединений с соблюдением требований нормативно-технических документов (НТД) питающей энергосистемы;
- уравнивающих токов до 70 А в кольцевых сетях напряжением 6—10 кВ;
- нагрузочного тока до 15 А трехполюсным разъединителем наружной установки при напряжении 10 кВ и ниже.

Допустимые значения отключаемых и включаемых разъединителями токов должны быть определены НТД питающей энергосистемы.

Разъединители изготавливают для внутренней и наружной установки; трехполюсные — для всех напряжений, однополюсные — до 10 кВ. По конструктивному исполнению различают разъединители вертикально-рубящего типа, у которых ножи поворачиваются в вертикальной плоскости перпендикулярно основанию, и горизонтально-поворотного, у которых ножи поворачиваются в горизонтальной плоскости параллельно основанию.

Разъединители внутренней установки выпускаются на напряжение до 10 кВ включительно. Это, как правило, разъединители вертикально-рубящего типа в одно- и трехфазном исполнении.

Разъединитель РВ-10/630-УЗ (разъединитель высоковольтный) на напряжение 10 кВ и номинальный ток 630 А для умеренного климата и внутренней установки показан на рис. 5.43. Он состоит из

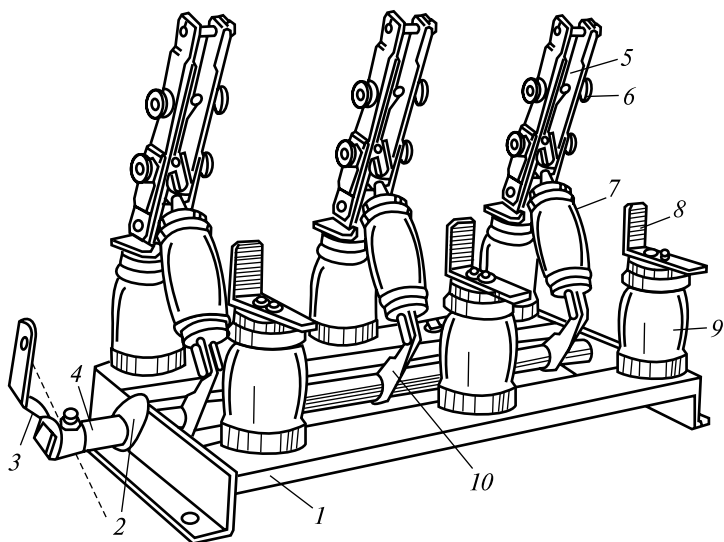


Рис. 5.43. Разъединитель РВ-10

шести опорных изоляторов 9, установленных на раме 1. На изоляторах закреплены Г-образные стойки, которые с одной стороны являются неподвижными контактами 8, с другой служат для шарнирного крепления ножей подвижных контактов 5. Для обеспечения необходимого контактного нажатия на контактные медные полосы ножей снаружи накладываются стальные плоские пружины 6. Движение подвижных контактов 5 осуществляют посредством фарфоровых изолирующих тяг 7, соединяющих контакты с рычагами 10 на валу 4 разъединителя. Рычаг 3, закрепленный на торцевой части вала 4, перемещается усилием оператора в сторону неподвижных контактов при включении. Упор 2 служит для ограничения угла поворота вала после включения разъединителя.

Аналогичную конструкцию имеет более мощный разъединитель РВР-10-1000 (разъединитель внутренней установки, рубящий) на напряжение 10 кВ и номинальный ток 1000 А.

Разъединитель РВК-10-2000-УХЛЗ (разъединитель высоковольтный коробчатый) на напряжение 10 кВ и номинальный ток 2000 А для эксплуатации в условиях умеренного и холодного климата в закрытых электроустановках (рис. 5.44). Он имеет основание из профильной стали 1, на котором установлены опорные изоляторы 12,

служащие для крепления неподвижных контактов 4 и 10. Последние выполнены в виде коробов, с установленными внутри чугунными контактодержателями 11. Подвижный контакт (ножи 8) поворачивается на оси 3 и прижимается к контакту 4 под воздействием усилий, создаваемых пружиной поджатия 5. Поворот ножей 8 при включении и отключении разъединителя осуществляется фарфоровой тягой 9, связанной с рычагом 13 вала 2. Во включенном положении ножи 8 прижимаются к контакту 10 силами пружин 6 и дополнительными электромагнитными силами, создаваемыми стальными пластинами 7. При прохождении тока по ножам 8 вокруг них создается магнитное поле. Оно очень сильное снаружи и практически отсутствует внутри между ножами, так как здесь составляющие магнитного потока левого и правого ножей имеют разные направления, вычитаются и существенно ослабляют суммарный поток. В результате внешнее магнитное поле стремится сблизить ножи, прижимая их к контакту 10. Стальные пластины концентрируют поле вокруг ножей, снижая сопротивление магнитному потоку и тем самым увеличивая силу нажатия в контактах.

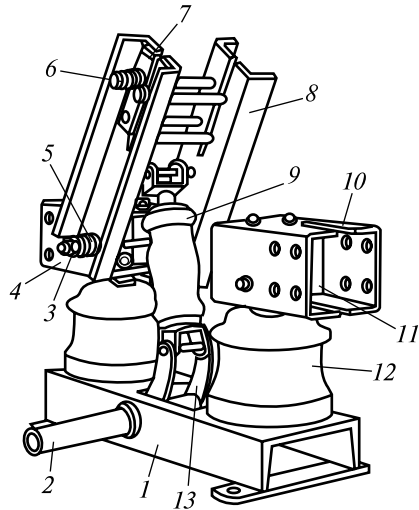


Рис. 5.44. Разъединитель РВК-10

Рассмотренная система взаимного расположения подвижных ножей и стальных пластин образует так называемый магнитный замок. Это простой, но эффективный способ увеличения контактного нажатия используется в большинстве разъединителей рубящего типа.

Для получения трехполюсного разъединителя валы отдельных полюсов соединяют между собой муфтами.

Для получения трехполюсного разъединителя валы отдельных полюсов соединяют между собой муфтами.

Разъединители наружной установки выпускаются на напряжение от 10 до 500 кВ включительно. Наибольшее распространение получили разъединители горизонтально-поворотного типа, у которых две колонки изоляторов с контактными ножами поворачиваются в горизонтальной плоскости в процессе включения и отключения.

Разъединитель РЛНД-1-1-400-У1 представляет собой трехполюсный аппарат (рис. 5.45), каждый полюс которого имеет одну неподвижную и одну подвижную изоляторы колонки, с разворотом главных ножей 2 в горизонтальной плоскости с помощью продольной тяги 1. Подвижные контакты главных ножей могут быть заземлены при отключенном разъединителе поворотом вала заземления 3. При этом заземляющие ножи занимают вертикальное положение и соединяются с контактами, расположенными на главных ножах. Регулируемая тяга 5, связанная с рычагом 4, препятствует повороту вала 3 при включенном разъединителе.

Расшифровка обозначения разъединителя РЛНД-1-10/400-У1: Р — разъединитель, Л — линейный, Н — наружной установки, Д — двухколонковый, 1 — количество заземляющих ножей, 10 — номинальное напряжение, кВ, 400 — номинальный ток, А, У1 — климатическое исполнение — наружное.

Разъединитель РНДЗ-2-110-2000 (разъединитель наружной установки двухколонковый с двумя заземляющими ножами) на напряжение 110 кВ и номинальный ток 2000 А показан на рис. 5.46. Разъединитель имеет две колонки опорных стержневых изоляторов 2 и 9, установленных на стальной раме 1 вертикально. Колонки могут поворачиваться в подшипниках 10. К нижним фланцам колонок приварены рычаги 12, шарнирно связанные между собой стальной тягой 13 таким образом, что поворот правой ведущей ко-

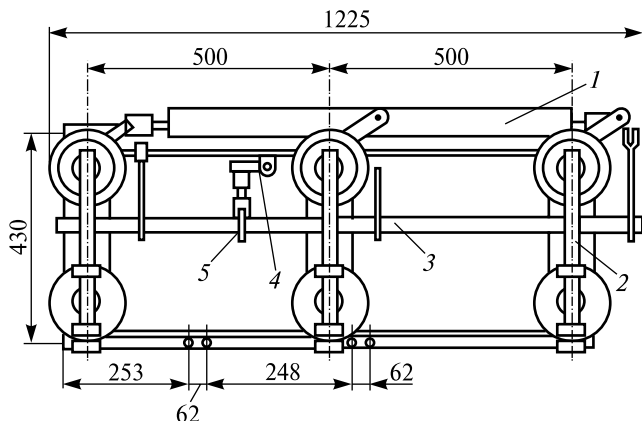


Рис. 5.45. Общий вид разъединителя РЛНД-1-10-400-У1 с одним заземляющим ножом

лонки по часовой стрелке приводит к повороту левой ведомой колонки против часовой стрелки и наоборот. На верхних фланцах колонок изоляторов закреплены контактные ножи 5, которые поворачиваются вместе с колонками. Контактные выводы и 3 разъединителя имеют отверстия для болтового присоединения проводов и шин и соединены с подвижными ножами 5 гибкими связями 4 из фольгированной меди.

На концах ножей укреплены контакты разъединителя пальцевого типа. На одном ноже — пальцевые подпружиненные ламели 6, на другом — лопатка 7. При включенном разъединителе ножи располагаются вдоль оси полюсов, лопатки 7 входят между пальцевыми ламелями 6 и образуют надежный контакт.

Этому способствует трение ламелей и лопатки друг о друга, при котором происходит очищение контактных поверхностей от окислов. В зимнее время поворот контактов интенсивно ломает образовавшуюся на контактах наледь, не создавая значительных изгибающих усилий на изоляторах.

Трехполюсный разъединитель собирается из трех полюсов, установленных на общей раме параллельно друг другу. Ножи всех трех полюсов разъединителя управляются общим приводом 15. При повороте вала привода, поворачивается трубчатый вал 14 и правая колонка 9 среднего полюса, рычаг управления которой связан поперечными тягами с рычагами колонок двух других полюсов. Поворот правых колонок 9 полюсов приводит к повороту левых колонок 2 через тяги 13 в противоположном направлении.

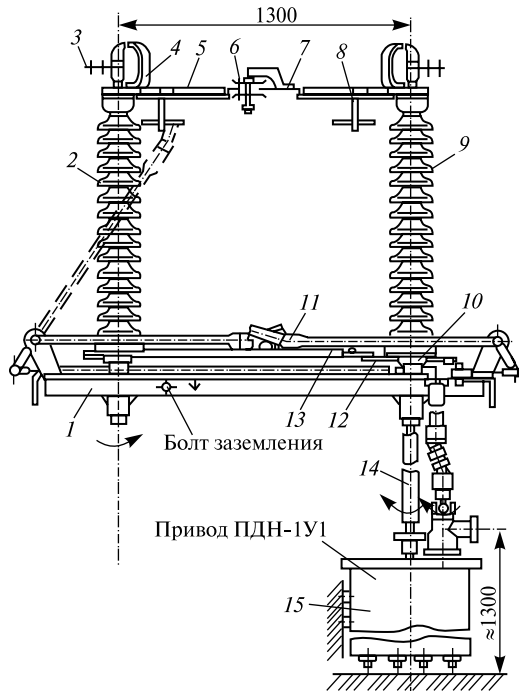


Рис. 5.46. Разъединитель РНДЗ-2-110 с приводом типа ПДН-1

Для обеспечения безопасности персонала электроустановок при производстве ремонтных работ со снятием напряжения отключенные участки электрической цепи должны быть заземлены. Для ускорения операции заземления разъединители снабжаются заземляющими ножами *11* (одним или двумя на каждый полюс). Заземляющие разъединители смонтированы на раме *1*. Оси заземляющих ножей полюсов связаны между собой общим валом, при повороте которого заземляющие ножи занимают положение, показанное на рис. 5.46 штриховыми линиями. Своими подпружинными пальцевыми контактами они соединяются с контактами *8*, укрепленными на главных ножа разъединителя.

Согласно Правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей для наложения заземлений в РУ напряжением 3000 В и выше должны, как правило, применяться стационарные заземляющие ножи. Таким образом, разъединители всех типов, в том числе и рассмотренные в данном параграфе, при необходимости должны иметь заземляющие ножи, о чем говорит буква *З* в их обозначениях. Заземляющие ножи имеют отдельные приводы, блокированные с приводами главных ножей разъединителя.

Разъединители серии РНД на 35, 110 и 220 кВ постепенно заменяются разъединителями новой серии, например РД:



5.15. Управление высоковольтными выключателями и разъединителями

Для управления коммутационными аппаратами применяются **приводы**, которые служат для включения, удержания во включенном положении и отключения аппарата (выключателя или разъединителя). По способу управления аппаратами приводы делятся на ручные и

дистанционные. Первые управляются только вручную, а вторые позволяют обеспечить дистанционное и автоматическое управление аппаратами.

Ручные приводы разъединителей применяются достаточно широко. На рис. 5.47 и 5.48 показаны приводы разъединителей внутренней установки ПР-2 (привод рычажный второй серии) и ПРН-110 (привод рычажный наружной установки серии 110).

Привод ПР-2 (рис. 5.47) состоит из переднего 6 и заднего 3 подшипников с сектором 2. Отверстия в секторе 2 служат для регулирования угла поворота рычагов привода 1 и разъединителя, с которым рычаг 1 связан тягой. Передний и задний подшипники располагаются по обе стороны передней панели ячейки распределительного устройства и стягиваются шпильками 8. Рукоятка управления 4, связанная с сектором 2 шатуном 9, вращается на оси 7.

Фиксатор 5 рукоятки 4 во включенном и отключенном положении представляют собой защелку, которую при переключениях отводят в сторону, после переключения она под действием пружины заскакивает в отверстие на башмаке рукоятки.

Привод ПРН-110 (рис. 5.48) предназначен для управления разъединителями наружной установки на 35 и 110 кВ, не имеющими заземляющих ножей. Он состоит из основания 7 с полкой 6, к которой прикреплена полка 5, служащая подшипником для вала 4, жестко соединенного с рычагом 2.

Свободный конец вала 4 связан с разъединителем трубчатой тягой. Ось вала привода совпадает с осью ведущей колонки разъединителя. Пружинная защелка 1 и чашечки 3 обеспечивают четкую фиксацию привода во включенном и отключенном положениях. В цилиндрическом корпусе 8 расположены блок-контакты, которые переключаются одновременно с разъединителем при повороте рычага 2.

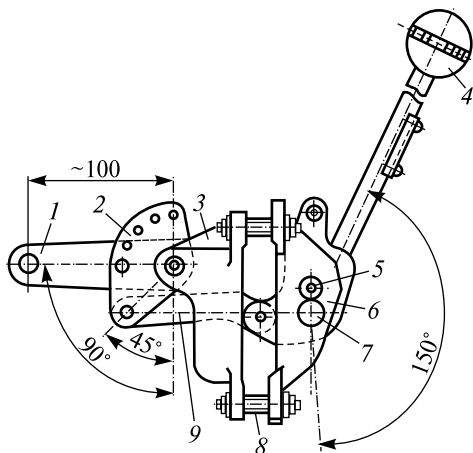


Рис. 5.47. Привод разъединителя ПР-2

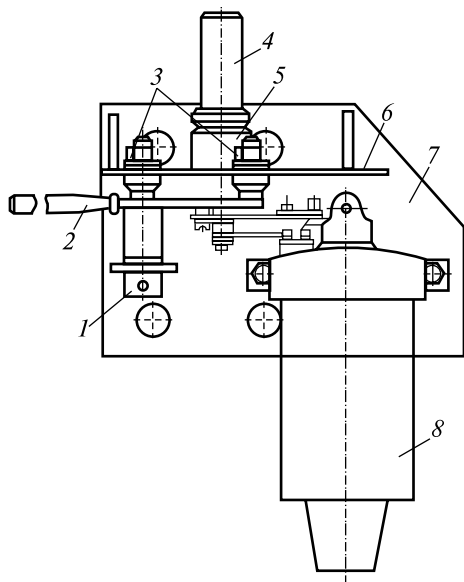


Рис. 5.48. Привод разъединителя ПРН-110

использован трехфазный асинхронный двигатель с реверсивным магнитным пускателем ПМЕ-214.

Схема управления таким разъединителем (QS) с заземляющими ножами QSG1 и QSG2 с помощью дистанционного привода типа ПДН-1-У1 представлена на рис. 5.49. Реверсивное управление асин-

Для разъединителей с заземляющими ножами применяются приводы наружной установки типов ПРН-220 и ПРН-220М, а также приводы типа ПР-90-У1, которые пришли на смену приводам типа ПРН.

Приводы дистанционного управления разъединителями позволяют значительно упростить и ускорить процесс переключения, повысить безопасность персонала, например, дистанционный привод 15 (см. рис. 5.46) типа ПДН-1-У1, который трубчатым валом 14 связан с ведущей колонкой 9 разъединителя.

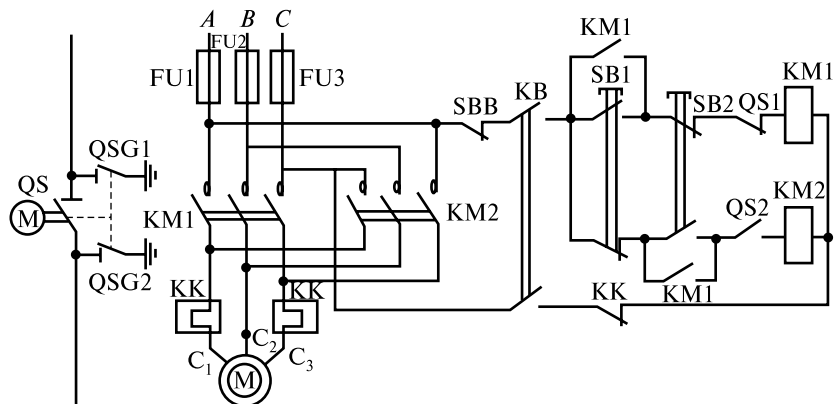


Рис. 5.49. Схема дистанционного управления разъединителем с приводом ПДН-1

хронным двигателем М с короткозамкнутым ротором осуществляется контакторами КМ1 и КМ2 реверсивного магнитного пускателя, имеющего электротепловое реле КК с двумя нагревательными элементами в цепи обмотки статора. Для включения разъединителя используется контактор КМ1, при включении которого к выводам статора двигателя C_1 , C_2 и C_3 подводятся соответственно фазы A , B и C через предохранители FU1, FU2 и FU3. Для отключения разъединителя используют контактор КМ2, через который к выводам C_1 , C_2 и C_3 подводятся соответственно фазы C , B и A . При этом двигатель вращается в другую сторону, разъединитель отключается. Управление разъединителем может осуществляться только при отключенных заземляющих ножах QSG1 и QSG2 и отсутствии тока в цепи разъединителя, что контролируется с помощью реле блокировки KB, контакты которого в этом случае будут замкнуты.

Включение разъединителя осуществляется путем нажатия кнопки SB1. При этом собирается цепь: FU1 — SBB — KB — SB1 — SB2 — QS1 — КМ1 — КК — KB — FU3. Катушка контактора КМ1 получает питание, и его контакты в цепи двигателя М замыкаются, последний начинает вращаться, идет процесс включения разъединителя. Кнопку SB1 можно отпустить, так как вспомогательный контакт КМ1 шунтирует контакт кнопки, в результате чего контактор останется включенным, а двигатель будет продолжать вращаться. При включении разъединителя переключаются блок-контакты QS1 и QS2 разъединителя. QS1 размыкает цепь катушки КМ1, контакт отключается, и двигатель останавливается. Блок-контакт разъединителя QS2 замыкается, готовит цепь отключения.

Отключение разъединителя осуществляется путем нажатия кнопки SB2. При этом собирается цепь: FU1 — SBB — KB — SB1 (замкнутый контакт) — SB2 — QS2 — КМ2 — КК — KB — FU3. Катушка контактора КМ2 получает питание, и его контакты в цепи двигателя М замыкаются, начинается процесс отключения разъединителя, который заканчивается при размыкании блок-контактов QS2, когда разъединитель займет отключенное положение. Контакт кнопки SB2 после включения контактора КМ2 шунтируется его вспомогательным контактом, после чего кнопку можно отпустить, процесс отключения будет продолжаться автоматически.

Наличие контактов кнопки SB1 и контактора КМ2 в цепи катушки КМ1 блокирует возможность подачи на нее питания при

включении контактора КМ2. Аналогичная блокировка контактами SB1 и КМ1 предусмотрена для контактора КМ2 при включении КМ1. Одновременное включение контакторов КМ1 и КМ2 недопустимо, так как это приведет к короткому замыканию между фазами А и С. Кнопочный блокировочный выключатель SBB размыкает цепь управления двигателем при открытой двери шкафа привода разъединителя, запрещая тем самым работу двигателя.

В распределительных устройствах тягового электроснабжения широко используются для дистанционного и телеуправления однополюсными разъединителями приводы типа УМП (универсальный моторный привод) серий II и III и УМП3 для разъединителей с заземляющими ножами. Во всех приводах используется однофазный двигатель УЛ-0,62 (220 В, 270 Вт, 8000 об/мин). Время переключения разъединителя от подачи команды до окончания операции составляет 2,5 с.

Схема управления приводом УМП-II, представленная на рис. 5.50, обеспечивает реверсивное управление двигателем М с помощью

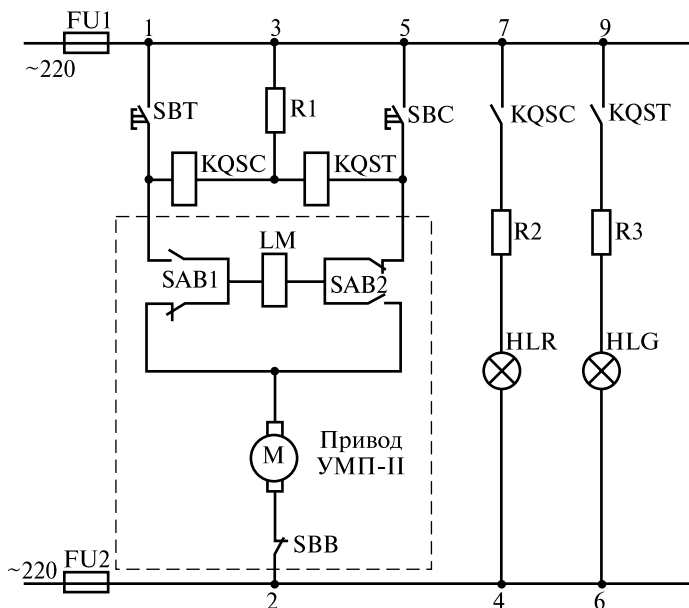


Рис. 5.50. Схема дистанционного управления разъединителем с приводом УМП-II

переключателя, имеющего две пары контактов SAB1 и SAB2. При нажатии кнопки включения SBC ток протекает по цепи 5-2, в которой находятся электродвигатель М и его обмотка возбуждения LM. По обмотке ток протекает справа налево. Двигатель, вращаясь, включает разъединитель. В конце процесса включения специальная шайба на выходном валу привода своим выступом переключает контакты SAB1 и SAB2. Цепь 5-2 размыкается, двигатель останавливается. Реле фиксации включенного положения разъединителя KQSC получает питание по цепи 3-2 и своими контактами замыкает цепь 7-4 красной лампы HLR, сигнализирующей включенное положение разъединителя.

Отключение разъединителя осуществляется нажатием кнопки отключения SBT, при этом собирается цепь 1-2, ток через обмотку возбуждения LM протекает слева направо. Двигатель вращается в противоположную сторону, отключая разъединитель. В конце процесса отключения контакты SAB1 и SAB2 переключаются в исходное состояние, размыкая цепи 1-2 и 3-2. Реле KQSC теряет питание и размыкает цепь 7-4 красной лампы HLR. Реле фиксации отключенного положения разъединителя KQST получает питание по цепи 3-2 и замыкает цепь 9-6 зеленой лампы HLG, сигнализирующей отключенное положение разъединителя.

Кнопка блокировки дверцы привода SBB размыкает цепь двигателя при отпирании дверцы и запрещает переключение разъединителя.

Приводы высоковольтных выключателей операции по включению и отключению осуществляют дистанционно по командам операторов или устройств автоматического управления (отключение — релейной защитой, включение — различными видами автоматики). Приводы допускают ручное управление выключателями в процессе наладки или ремонта.

При включении выключателя требуется создать значительное усилие для преодоления сил натяжения или сжатия отключающих и контактных пружин, сил трения в механизмах привода и выключателя, а также на обеспечение определенной скорости движения подвижного контакта. Источником энергии, необходимой для управления выключателем, является РУ собственных нужд электроустановки. Однако энергия непосредственно в привод не поступает, а предварительно преобразуется и аккумулируется в том или ином виде, на-

пример, в аккумуляторных батареях для электромагнитных приводов, в ресиверах (специальных сосудах) сжатого воздуха для пневматических приводов, в напряженных пружинах в пружинных приводах. Аккумуляторы энергии любого вида обеспечивают работу привода в аварийных условиях при полном отключении электроустановки или той ее части, которая обеспечивает электроэнергией приводы.

Во включенном положении выключателя механизм привода заперт с помощью защелки, которая препятствует отключающим пружинам произвести отключение выключателя. Для отключения необходимо освободить подвижную систему механизма с помощью маломощного электромагнита. При этом отключающие пружины приходят в действие и сообщают контактной системе необходимую скорость. Отключающее устройство должно обеспечивать возможность беспрепятственного отключения выключателя не только из включенного положения, но также из любой стадии процесса включения. Это связано с возможностью включения выключателя на к.з. В этом случае релейная защита подает команду на отключение в момент касания контактов выключателя до полного завершения процесса включения. Механическое устройство, позволяющее нарушить механическую связь между механизмом включения привода и валом выключателя, называется механизмом свободного расцепления (МСР). Свободное расцепление осуществляется системой ломающихся рычагов, которые в процессе обычного включения представляет собой жесткую систему. Большинство приводов снабжено МРС, он отсутствует в некоторых пневматических приводах, где свободное отключение обеспечивается другими способами.

Электромагнитный привод имеет простую и достаточно надежную конструкцию, высокую скорость срабатывания и невысокую стоимость. Благодаря этим достоинствам он получил широкое распространение.

На рис. 5.51 показан малообъемный масляный выключатель с электромагнитным приводом 8 типа ПЭ-11, связанным тягами 7 и 6 с главным валом 4 выключателя. Последний соединяется тягами 3 с рычагами управления полюсов 5, закрепленных с помощью изоляторов 2 на стальной раме 1.

Устройство привода ПЭ-11 приведено на рис. 5.52, а. Включающий электромагнит состоит из сердечника 1 со штоком 3 и вклю-

чающей катушки 2. Высоту штока можно регулировать путем его ввинчивания или вывинчивания с последующей фиксацией стопорным винтом. Во включенном состоянии выключателя ролик 6, находящийся на оси, шарнирно связывающей серьги 7, находится на торцевой поверхности защелки 4. Серьга 7 упирается в плечо треугольного рычага 9, второе плечо роликом 16 упирается в защелку 11, на оси которой закреплена рукоятка 12 ручного отключения выключателя. Под действием пружины 10 рычаг 9 стремится повернуться по часовой стрелке, чему препятствует защелка 11, имеющая также свою пружину. Для дистанционного отключения служит отключающий электромагнит 13. Вал 8 привода связан рычагом с серьгой 7 и тягами с блок-контактами 5 (более подробно они показаны на рис. 5.55). На клеммник 14 выведены концы катушек включающего и отключающего электромагнитов, а также блок-контакты сигнальных и блокировочных цепей. Привод закрыт кожухом 15.

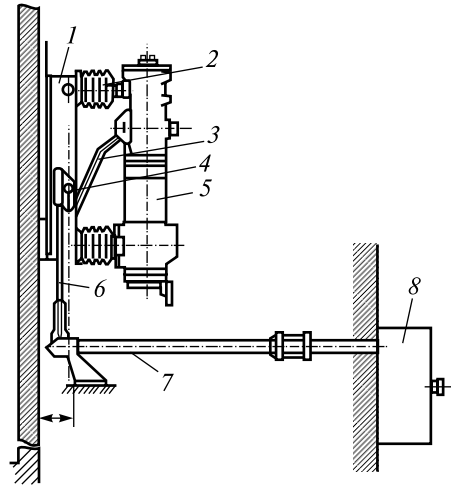


Рис. 5.51. Общий вид выключателя с приводом типа ПЭ-11

Поэтапная работа привода показана на рис. 5.52, б, в, г, д.

На рис. 5.53 изображен механизм привода во включенном положении, указаны величины зазоров, которые нужно поддерживать в процессе эксплуатации привода. Угол расщепления α должен составлять 15° , а полный угол поворота рукоятки 12 ручного отключения — 60° .

При включении выключателя на включающую катушку 2 подается большой ток (116 А при напряжении 110 В). Сердечник 1 втягивается в катушку, сжимая пружину. Шток 3 перемещает ролик 6 по защелке 4, которая отводится влево, сжимая пружину 10. Вместе с роликом перемещаются серьги 7 и рычаг вала 8. Вал 8 поворачивается по часовой стрелке примерно на 30° . Когда ролик 6 подни-

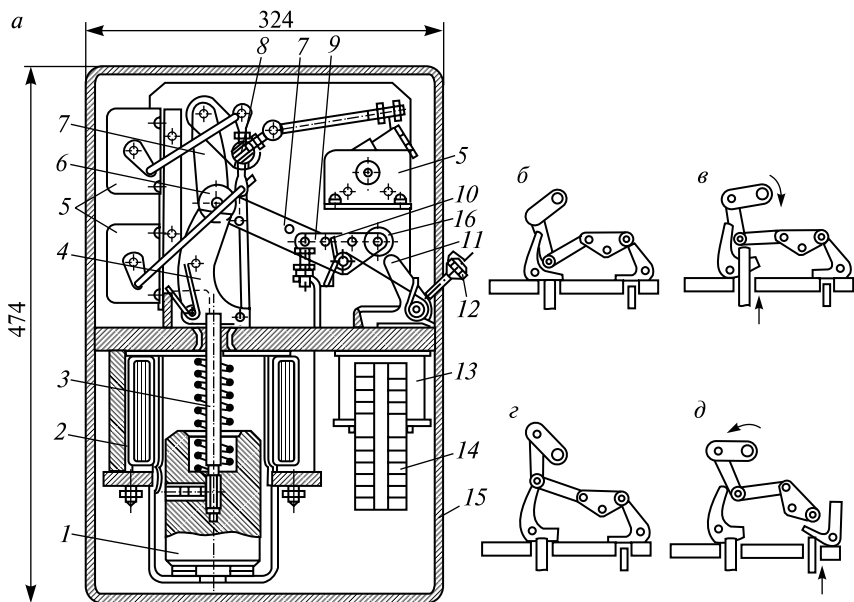


Рис. 5.52. Электромагнитный привод ПЭ-11:

а — устройство; *б* — отключенное положение привода; *в* — процесс включения; *г* — включенное положение привода, *д* — процесс дистанционного отключения

мется над защелкой 4, последняя под действием пружины займет исходное положение, препятствуя перемещению ролика вниз. После отключения включающего электромагнита и возвращения сердечника со штоком 3 в исходное положение ролик 4 ложится на торцевую поверхность защелки, механизм привода оказывается заперт во включенном положении.

При отключении выключателя на катушку отключающего электромагнита подается ток величиной в несколько ампер. Сердечник электромагнита 13 втягивается в катушку и его шток поворачивает защелку 11 по часовой стрелке. Рычаг 9 также поворачивается по часовой стрелке под действием сил отключающих пружин выключателя, которые воздействуют на него через вал 8 и серьги 7. Ролик 6 соскакивает с защелки 4, вал 8 поворачивается против часовой стрелки и выключатель отключается. Рычаг 9 под действием своей пружины поворачивается в исходное состояние до упора на регулировочный винт 5. Катушка отключающего электромагнита

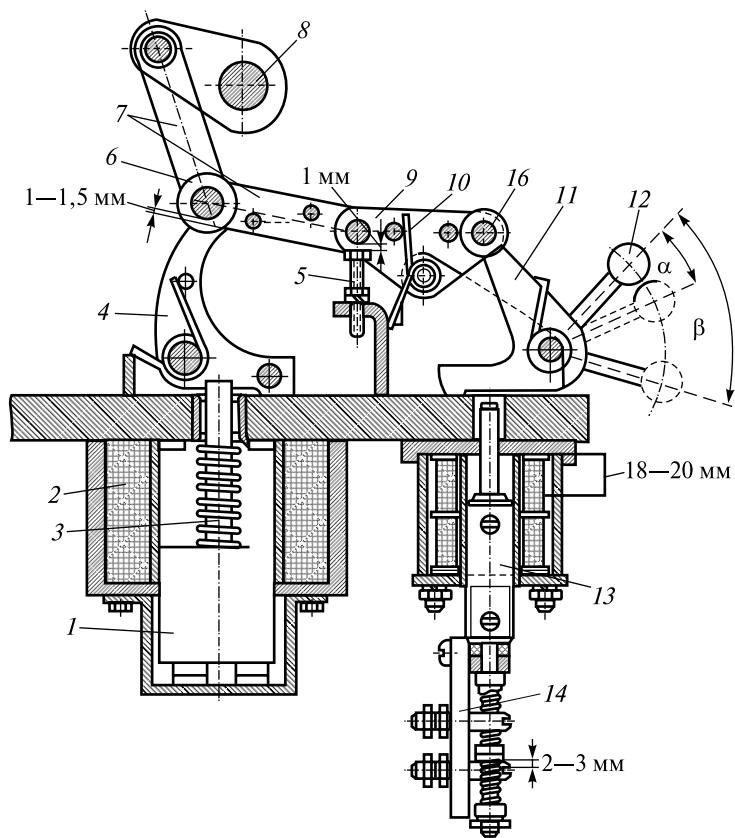


Рис. 5.53. Механизм привода ПЭ-11

13 теряет питание, сердечник опускается вниз, защелка *11* под действием своей пружины возвращается в первоначальное положение под ролик *16*.

В процессе перемещения сердечника отключающего электромагнита вместе с ним перемещается закрепленная снизу изоляционная тяга, на которой закреплены подвижные контактные мостики вспомогательных контактов отключающего электромагнита. Неподвижные контакты закреплены на изолирующей планке *14*. Зазор между пружиной поджатия и подвижным контактом при отключенном электромагните отключения должен быть 2-3 мм.

Упрощенная схема управления высоковольтным выключателем с электромагнитным приводом показана на рис. 5.54.

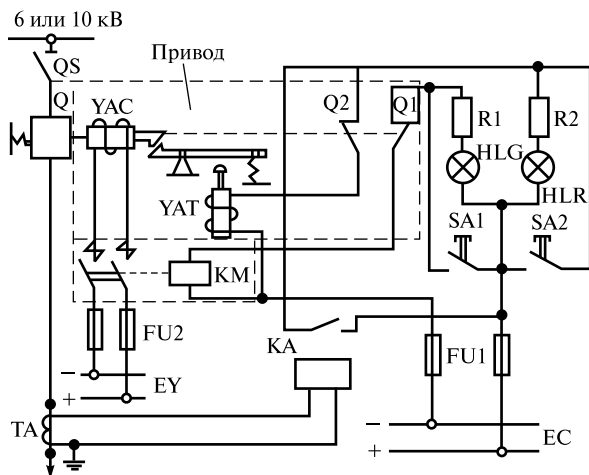


Рис. 5.54. Упрощенная схема управления выключателем с электромагнитным приводом

Включение выключателя осуществляется нажатием кнопки SA1, при этом образуется цепь: плюсовая шина шинок управления ЕС — предохранитель FU1 — контакт SA1 — блок-контакт Q1 — катушка контактора KM — предохранитель FU1 — минусовая шина ЕС. Контакт KM замыкает своими контактами цепь катушки включения YAC от шинок включения EY через предохранители FU2. Выключатель Q включается, через систему тяг и рычагов переключаются блок-контакты Q1 и Q2. Q1 размыкает цепь катушки контактора KM, тот в свою очередь — цепь катушки включения YAC. Защелка удерживает выключатель во включенном положении, о чем сигнализирует красная лампа HLR, через которую протекает ток по цепи: плюс ЕС — HLR — R2 — Q2 — катушка отключения YAT — минус ЕС. Одновременно красная лампа HLR сигнализирует об исправности цепи катушки отключения YAT.

Отключение выключателя осуществляется нажатием кнопки SA2, после чего собирается цепь: плюс ЕС — FU1 — SA2 — Q2 — YAT — FU1 — минус ЕС. Сердечник YAT поворачивает защелку и освобождается подвижная система, которая под действием отключающей пружины придет в движение, и выключатель отключится. Блок-контакты Q1 и Q2 переключаются в исходное состояние: Q2 разомкнет цепь катушки YAT и лампы HLR; Q1 замкнет цепь зе-

ленной лампы HLG (плюс ЕС — FU1 — HLG — Q1 — катушка КМ — FU1 — минус ЕС), сигнализирующей об отключенном положении выключателя и исправности цепи контактора КМ, готовности схемы к следующему включению выключателя.

Автоматическое отключение выключателя осуществляется релейной защитой, которая в рассматриваемой схеме упрощенно представлена одним токовым реле КА, катушка которого подключена к вторичной обмотке трансформатора тока ТА. При к.з. на линии увеличивается ток в первичной обмотке ТА, увеличивается ток во вторичной обмотке ТА и обмотке КА. Контакты реле КА замыкают цепь: плюс ЕС — FU1 — КА — Q2 — YAT — FU1 — минус ЕС. При прохождении тока по отключающей катушке YAT происходит отключение выключателя. После отключения тока к.з. реле КА возвращается в исходное состояние. Блок-контакты Q1 и Q2 к моменту отключения КА уже находятся в исходном состоянии и цепь YAT оказывается разомкнутой, т.е. реле КА, имеющее довольно маломощные контакты, не отключает ток этой цепи.

В конструкцию (рис. 5.55, а) блокировочных контактов КСА (контакты сигнальные аппаратные) входят отдельные секции (рис. 5.55, б), каждая из которых содержит изоляционное основание 7, неподвижные контакты 2 с зажимами 3 для подключения проводов, подвижный контакт 4 в виде фасонной медной шайбы, изолированной от оси 5 втулкой 6, в которую шайба запресована. Плоские пружины 1 необходимы для обеспечения достаточного контактного нажатия. При сборке блок-контактов секции надевают на общую ось 5, в отверстия 8 пропускают шпильки 10, на которые надевают переднюю стальную 9 и заднюю 12 щечки, стягивают секции гайками 11,

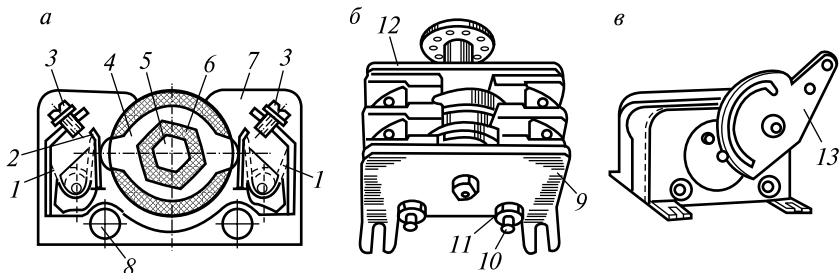


Рис. 5.55. Блок-контакты приводов выключателей:
а — конструкция КСА; б — внешний вид КСА; в — внешний вид КСУ

навертывая их на концы шпилек. Блок-контакты КСУ (рис. 5.55, в) отличаются наличием ускоряющего механизма 13, обеспечивающего ускоренное переключение контактов в конце хода привода выключателя.

5.16. Выключатели нагрузки, отделители и короткозамыкатели

Выключатели нагрузки предназначены для замыкания и размыкания высоковольтных цепей под нагрузкой до 800 А. Для отключения токов к.з. в таких цепях используются предохранители обычного типа ПК с кварцевой засыпкой.

Выключатель нагрузки типа ВНП-16 на напряжение 10 кВ показан на рис. 5.56. На раме 12 смонтированы предохранители 11 (буква П в обозначении). Выключатель имеет ту же конструктивную базу, что и разъединитель рубящего типа. Контактная система состоит из трех подвижных двухполосных контактов 5 и трех неподвижных 2. Дугогасительное устройство (рис. 5.56, б) состоит из дугогасительной камеры 3, подвижного 4 и неподвижного 8 дугогасительных контактов. Дугогасительная камера 3 имеет пластмассовый корпус в виде двух щек, стянутых между собой винтами 7 так, чтобы между ними не было зазора. Внутри корпуса находится два вкладыша 9 из газогенерирующего вещества. На подвижных контактах 5

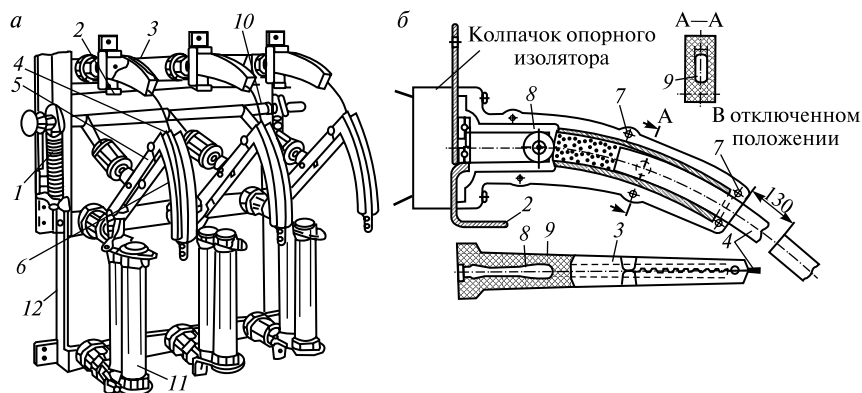


Рис. 5.56. Выключатель нагрузки типа ВНП-16:
а — конструкция; б — дугогасительное устройство

закреплены с помощью стальных полос 6 согнутые по форме щели дугогасительной камеры медные подвижные дугогасительные контакты 4. На опорном изоляторе 10 закреплены неподвижные главный контакт 2 и дугогасительный 8. При включенном выключателе рабочий ток проходит через главные контакты 2 и 5.

При отключении поворачивается вал выключателя с приваренными к нему рычагами, связанными с подвижными контактами 5 через фарфоровые тяги. На концах вала установлены по две отключающие пружины 1, которые обеспечивают необходимую скорость отключения после освобождения механизма свободного расцепления привода. Первыми при отключении расходятся главные контакты 2 и 5, затем — дугогасительные 4 и 8; между дугогасительными контактами образуется дуга, вызывающая выделение газов из газогенерирующего вещества вкладышей. Газы устремляются наружу через зазоры между подвижными контактами и стенками вкладыша. Выход газов затруднен, поэтому давление внутри камеры повышается. Поток газов под давлением гасит дугу в течение нескольких сотых долей секунды.

Рама 12 с предохранителями может быть смонтирована как в верхней, так с нижней стороны выключателя нагрузки. В каждом предохранителе есть указатель срабатывания, действующий при перегорании плавкой вставки. У выключателя ВВП-17 при перегорании вставки предохранителя освобождается защелка, удерживающая заведенную при включении пружину блок-контакта, в результате чего блок-контакт замыкает цепь отключающего электромагнита. Устройство для подачи команды на отключающий электромагнит состоит из рычажной системы, на которую воздействует указатель срабатывания предохранителя, и контактной группы.

Выключатель нагрузки могут иметь заземляющие ножи, устанавливаемые со стороны, противоположной креплению предохранителей.

Отделители предназначены для автоматического отключения участка электрической цепи в период бестоковой паузы между отключением цепи выключателем и его повторным включением. Отключение отделителя производится за счет усилия отключающей пружины, а включение — вручную. Отделителями можно отключать небольшие токи, отключение которых не представляет опасности. В параграфе 5.14 перечислены цепи, которые в соответствии с Правилами эксплуатации электроустановок потребителей разре-

шается отключать и включать разъединителями. Эти же цепи разрешается отключать и включать отделителями.

На рис. 5.57 показаны отделители ОД-110/630 (рис. 5.57, а) на напряжение 110 кВ с номинальным током 630 А и ОДЗ-2-35/630 (рис. 5.57, б) на напряжение 35 кВ с двумя заземляющими ножами. Конструктивно отделители представляют собой двухколонковые разъединители, но имеющие отключающую пружину 5, закрытую сверху кожухом. Другим их отличием от разъединителей является увеличенное расстояние между фазами при установке полюсов на общей раме 7. Стержневые изоляторы 4 с подвижными ножами 1 и 3, закреплены в подшипниках 6. На ноже 1 укреплены медные контактные ламели 2. Для управления главными ножами отдели-

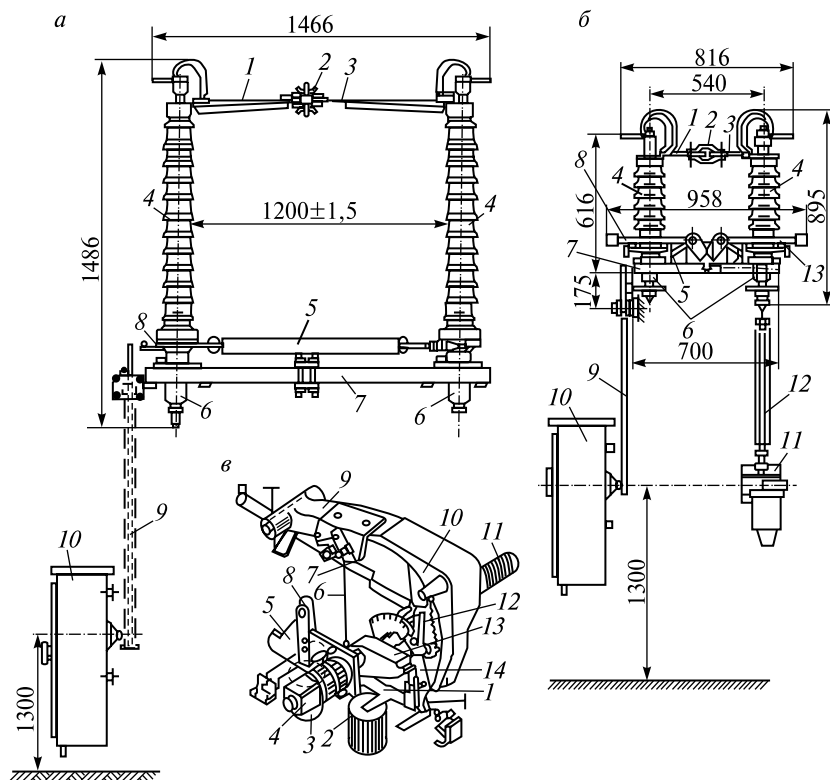


Рис. 5.57. Отделители:
а — ОД-110/630; б — ОДЗ-2-35; в — привод отделителей

телей используется привод 10 одностороннего действия типа ШПОМ или ПРО-1-У1, который связан с ведущей колонкой через тягу 9 и рычаг 8. Для управления заземляющими ножами 13 отделителя ОДЗ-235/630 (см. рис. 5.57, б) используется привод 11, связанный трубчатой тягой 12 с другой колонкой отделителя.

Привод для управления главными ножами отделителя (рис. 5.57, в) представляет собой шкаф с управляющим механизмом, за базу которого принят пружинный привод выключателя. При включении отделителя вал 11 стремится под действием пружины отделителя повернуться против часовой стрелки. Этому повороту препятствует защелка 14. Для отключения необходимо замкнуть цепь отключающего электромагнита 2 ключом управления или использовать блокирующее реле 3. Электромагниты 2 и 3 воздействуют на планку 1, которая поворачивается и нажимает на удерживающую стойку 12, на которую опирается планка 10 серповидного рычага 9. Последний имеет достаточную массу, чтобы при падении ударить по нижнему концу запирающей защелки 14 с силой, необходимой для ее поворота и освобождения рычага 13, жестко соединенного с валом 11. Освобождение вала 11 приводит к отключению отделителя с помощью его отключающей пружины.

Для включения отделителя на конец вала 4 квадратного сечения надевают рукоятку привода и поворачивают ее до отказа против часовой стрелки, а затем, вращая рукоятку по часовой стрелке, рычагом 8 захватывается рычаг 13, который в конце хода запирается защелкой 14. Вместе с рычагом 13 поворачивается вал 11 и включается отделитель. Одновременно происходит поворот рычага 5, который с помощью тяги 6, упирающейся в планку 7, поднимает серповидный рычаг 9. Последний защелкивается роликом удерживающей стойки 12 в верхнем положении.

Короткозамыкатели предназначены для создания искусственного короткого замыкания в сетях 35 кВ и выше, когда ток при повреждении в трансформаторе недостаточен для срабатывания релейной защиты.

Короткозамыкатели и отделители выполняют совместно роль выключателей на стороне высшего напряжения трансформатора. Стоимость короткозамыкателя и отделителя значительно ниже стоимости выключателя, который они заменяют, поэтому большая часть промежуточных и тупиковых подстанций не имеют выключателей на стороне высшего напряжения.

Короткозамыкатели типа КЗ-110 и КЗ-220 на напряжения 110 и 220 кВ выполняются в виде однополюсных аппаратов, а типа КЗ-35 на напряжение 35 кВ — в виде двух отдельных полюсов, соединяемых при монтаже в один двухполюсный аппарат. При включении КЗ-35 происходит двухфазное короткое замыкание на землю, а при включении КЗ-110 или КЗ-220 — однофазное.

На рис. 5.58 показаны короткозамыкатели КЗ-110 (рис. 5.58, а) и КЗ-35 (рис. 5.58, б). Конструктивно они отличаются габаритами и незначительными деталями. На изоляторах 5 располагается рама с установленным на ней колонкой стержневого изолятора 3. На колонке укреплен неподвижный контакт 4 с экранирующим кольцом (КЗ-110). Подвижный контактный нож выполняется из стальной трубы, имеющей ребро жесткости и оканчивающейся вверху мед-

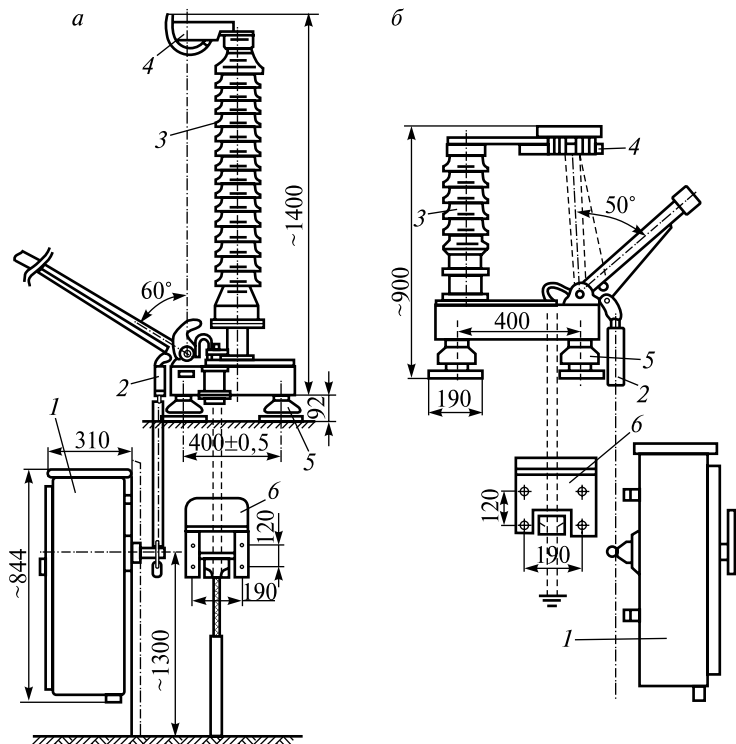


Рис. 5.58. Короткозамыкатели:
а — КЗ-110; б — КЗ-35

ным контактом. Контактный нож через тягу с изолирующей вставкой 2 связан с приводом 1, который служит для управления короткозамыкателем. С другой стороны нож связан с включающим пружинным механизмом, помещенным внутри рамы. Рама и нож электрически соединены гибкой связью, продолжением которой является заземляющая шина, пропущенная через окно сердечника трансформатора тока 6 типа ТШЛ-0,5.

Неподвижный контакт 4 снабжен выводами для присоединения к фазе электрической цепи. При замыкании контактного ножа с контактом 4 происходит соединение фазы с землей через контакты короткозамыкателя, гибкую связь, заземляющую шину и трансформатор тока 6. Возникает искусственное к.з.

Кинематическая схема привода короткозамыкателя принципиально не отличается от привода отделителя (см. рис. 5.57, в). Основное отличие в том, что привод предназначен для удержания короткозамыкателя в отключенном состоянии. Вместо привода ШПКМ, который встречается в электроустановках старой конструкции, применяется привод ПРК-1-У1, имеющий три токовых реле РТМ и один электромагнит включения.

Схема совместного действия короткозамыкателя и отделителя изображена на рис. 5.59. Во включенном положении отделитель QR

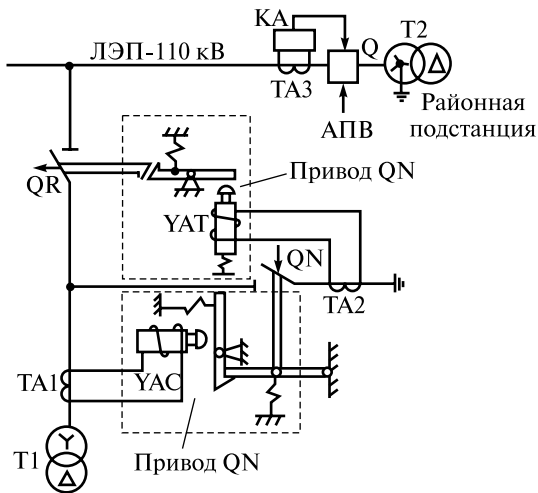


Рис. 5.59. Схема совместного действия короткозамыкателя и отделителя

удерживается защелкой с пружиной в приводе отделителя. Короткозамыкатель QN удерживается в отключенном положении защелкой, которая препятствует включающей пружине. Питание трансформатора Т1 осуществляется через QR от ЛЭП-110 кВ с выключателем Q на районной подстанции, имеющей трансформатор Т2.

При к.з. внутри трансформатора Т1 по трансформатору тока ТА1 протекает ток, необходимый для наведения во вторичной обмотке ЭДС, достаточной для срабатывания включающего электромагнита УАС в приводе короткозамыкателя. Электромагнит поворачивает защелку, короткозамыкатель QN включается под действием пружины. В результате этого включения возникает однофазное к.з. и протекает ток I_k от трансформатора Т2. Ток I_k создает в трансформаторе тока ТА2 ЭДС, под действием которой электромагнит отключения УАТ в приводе отделителя сжимает пружину, перемещаясь вниз. Под действием тока I_k на районной подстанции срабатывает токовое реле КА, подключенное к трансформатору тока ТА3. Реле КА отключает выключатель Q, при этом запускается автоматика повторного включения (АПВ). Протекание тока через ТА2 прекращается, электромагнит УАТ под действием пружины поворачивает защелку и отделитель QR отключает поврежденный трансформатор Т1 от ЛЭП-110 кВ. Через определенное время АПВ включает выключатель Q и восстанавливает питание ЛЭП-110 кВ. Перерыв в питании ЛЭП-110 кВ и потребителей, подключенных к этой линии через трансформаторы (исключая Т1), составляет 1—2 с, что, как правило, не отражается на работе потребителей.

5.17. Быстродействующие выключатели постоянного тока

Быстродействующие выключатели (БВ) применяются для включения и отключения цепей постоянного тока под нагрузкой и автоматического отключения их при перегрузках и к.з. Они являются одновременно коммутационными и защитными аппаратами.

В тяговых сетях постоянного тока напряжением 3 кВ при возникновении к.з. токи могут достигать 30—40 кА. Такие токи представляют большую опасность для сетей и питающего оборудования термическими и динамическими воздействиями. В отличие от цепей переменного тока, где ток периодически снижается до нуля и дуга в отключающем аппарате в этот момент гаснет, в цепях посто-

янного тока происходит его нарастание до установившегося значения за сотые доли секунды. Отключение такого тока связано с большими трудностями. На практике отключение цепи постоянного тока осуществляют значительно раньше момента достижения током к.з. своего максимального значения. Для этого необходимы быстродействующие выключатели с максимальным током отключения от 15 до 27 кА. В зависимости от параметров отключаемой цепи такой отключающей способности БВ бывает вполне достаточно. На рис. 5.60 показан графически процесс изменения тока к.з., отключаемого автоматическим БВ. Предполагается, что БВ замыкает короткозамкнутую цепь в момент времени 0. Ток, возникающий в цепи, будет нарастать по кривой от 0 до $I_{к\text{ макс}}$. Эта кривая характеризуется уравнением

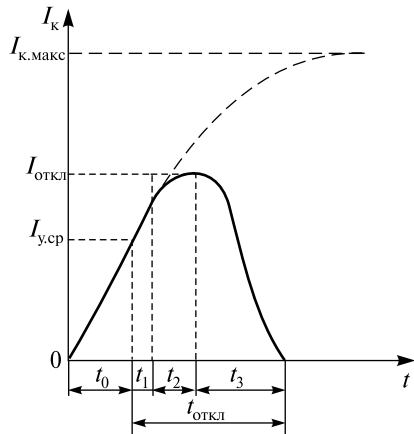


Рис. 5.60. Изменение тока к.з., отключаемого быстродействующим выключателем

$$i_{kt} = \frac{U}{R_k} \left(1 - e^{-\frac{R_k t}{L_k}} \right), \quad (5.9)$$

где i_{kt} — мгновенное значение тока к.з. в момент времени t , А;
 U — напряжение сети, В;
 R_k — сопротивление короткозамкнутой цепи, Ом;
 L_k — индуктивность короткозамкнутой цепи, Гн;
 t — время, отсчитываемое с момента начала к.з., с.

Максимального значения ток к.з. достигает в установившемся режиме к.з.:

$$I_{к макс} = \frac{U}{R_k}. \quad (5.10)$$

Этой величины (с погрешностью до 5 %) ток достигает в течение 0,02—0,1 с. Процесс отключения должен начаться значительно раньше этого времени при достижении током величины уставки

срабатывания выключателя $I_{у,ср}$. Время отключения к.з. $t_{откл}$ можно разбить на три периода:

t_1 — собственное время выключателя ($t_{с.в}$) от момента, когда ток достигнет тока уставки срабатывания выключателя $I_{у,ср}$ до начала расхождения контактов и появления дуги;

t_2 — время нарастания тока в дуге до максимального значения, которое отключит выключатель $I_{откл}$;

t_3 — время снижения тока в дуге от $I_{откл}$ до 0.

Таким образом, время отключения БВ можно записать в следующем виде:

$$t_{откл} = t_1 + t_2 + t_3 \quad \text{или} \\ t_{откл} = t_{с.в} + t_{г.д}, \quad (5.11)$$

где $t_{г.д} = t_2 + t_3$ — время гашения дуги.

Время t_0 нарастания тока к.з. до тока уставки срабатывания выключателя определяется параметрами отключаемой цепи и от свойств самого выключателя не зависит. Крутизна кривой тем больше, чем меньше индуктивность L_k отключаемой цепи, а омическое сопротивление R_k определяет величину максимального тока к.з., что видно из выражения (5.10).

Собственное время t_1 зависит от принципа действия БВ и конструкции его механизма, определяется инерционностью подвижных частей и является одной из важнейших характеристик БВ. Оно не зависит от параметров защищаемой цепи и составляет в современных выключателях 0,003— 0,005 с. Чем меньше t_1 , тем лучше выключатель.

Время t_2 , в течение которого ток в дуге продолжает нарастать, но по более пологой кривой из-за увеличения сопротивления в дуге, зависит от конструкции дугогасительного устройства БВ. Желательно уменьшить это время в идеале до нуля.

Время t_3 , в течение которого ток уменьшается от $I_{откл}$ до нуля, не может уменьшаться чрезмерно вследствие возникновения в цепи

перенапряжения из-за большой ЭДС самоиндукции $e_L = -L \frac{di}{dt}$,

складывающейся с питающим напряжением сети U . Возникающее перенапряжение может вызвать повторное зажигание дуги между контактами БВ.

Из сказанного следует, что время отключения БВ $t_{\text{откл}}$ можно уменьшать за счет снижения t_1 и t_2 , совершенствуя конструкцию механизма БВ и его дугогасительное устройство. Такая работа приводит к появлению на каждом этапе развития новых типов выключателей, поэтому в эксплуатации находятся различные типы быстродействующих выключателей.

По принципу работы отключающего механизма БВ делятся на две группы:

- с пружинным отключением, срабатывание которого достигается за счет усилий, развиваемых мощными отключающими пружинами;

- с магнито-пружинным отключением, срабатывание которого осуществляют как усилия отключающих пружин, так и электромагнитные силы.

По способности реагировать на направление тока в цепи БВ могут быть:

- поляризованные, автоматическое отключение которых происходит при определенном направлении тока через выключатель;

- неполяризованные, автоматическое отключение которых обуславливается только величиной тока и не зависит от его направления.

Отечественной промышленностью выпускались различные типы быстродействующих выключателей, нашедших широкое применение на тяговых подстанциях. Несмотря на то что некоторые типы выключателей сняты с производства, в эксплуатации они продолжают находиться. Основные типы применяемых выключателей: ВАБ -28, ВАБ-43, ВАБ-49, ВАБ-70 и ВАБ-206.

Выключатель ВАБ-28-3000/30-К (катодный) на номинальный ток 3000 А и напряжение 3 кВ имеет две пары главных контактов 5 и 5' (рис. 5.61), соединенных последовательно электрической связью 15 или размагничивающим витком 15'. Контактные выводы 26 служат для подключения выключателя к внешней цепи. Кроме главных контактов выключатель имеет дугогасительные 1 и 1' с дугогасительными рогами 2 и 25. Пружина поджатия 4 подвижного дугогасительного контакта 1' упирается в скобу 3. Неподвижные контакты 1 и 5 конструктивно выполнены как одно целое с витками магнитного дутья 24, в окна которых пропущены магнитопроводы. Между полюсами 23 магнитопроводов располагаются контак-

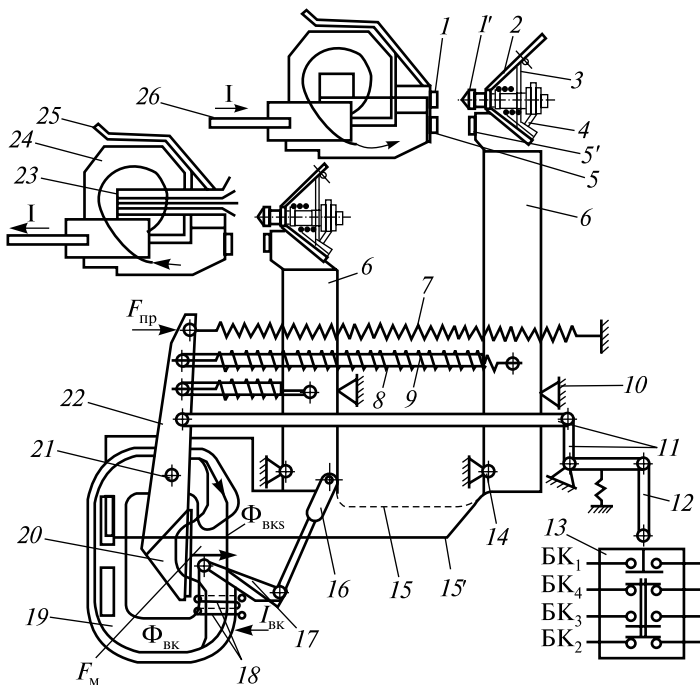


Рис. 5.61. Устройство выключателя ВАБ-28-3000/30-К

ты. Дуга, возникающая между контактами, выталкивается магнитным полем на дугогасительные рога 2 и 25 и далее в две дугогасительные камеры. В камерах имеется вспомогательная катушки магнитного дутья. Обе дугогасительные камеры в параллельных плоскостях, как и контакты выключателя (на рис. 5.61 две пары контактов смещены друг относительно друга для наглядности). В отключенном положении рычаги 6 подвижных контактов под действием отключающих пружин 7 прижаты толкателями 9 к упорам 10. Для включения и удержания выключателя во включенном состоянии используется одна держащая катушка 18, выполненная проводом большого сечения. Для включения выключателя на держащую катушку 18 подается ток включения $I_{\text{ВК}} = 50$ А. Возникающий при этом магнитный поток $\Phi_{\text{ВК}}$ создает силу $F_{\text{М}}$, которая, преодолевая силу натяжения пружин $F_{\text{пр}}$, притягивает якорь 20 к сердечнику магнитопровода 19 и поворачивает рычаг 22 вокруг оси 21, кото-

рый перемещает влево толкатели 9 и растягивает пружины 7 и 8. Пружины 8 поворачивают рычаги 6 вокруг оси 14. Правая пара контактов выключателя замыкается, замыканию левой препятствует механизм свободного расцепления, якорь 17 которого притянут к скошенной плоскости магнитопровода потоком рассеяния $\Phi_{\text{ВКС}}$ и через тягу 16 препятствует повороту рычага 6. После переключения блок-контактов БК1—БК4 коммутатора 13 рычажной передачей 11 и изолирующей тягой 12 в цепь держашей катушки вводится токоограничивающий резистор, снижающий ток держашей катушки до 1 А. Якорек 17 отрывается от магнитопровода и левая пара контактов замыкает цепь, процесс включения БВ завершается. Отключение выключателя происходит при размыкании цепи держашей катушки или при размагничивании магнитопровода 19 витком 15. Под действием силы $F_{\text{пр}}$ рычаг 22 поворачивается вокруг оси 21 и толкателями 9 поворачивает рычаги 6 подвижных контактов, выключатель отключается.

Принципиальная схема управления выключателем ВАБ-28 приведена на рис. 5.62. Включение выключателя выполняется путем нажатия кнопки включения. Ее контакт SBC замыкает цепь 3-6. Катушка контактора КМ получает питание, контактор замыкает цепь 1-2. По держашей катушке протекает ток порядка 50 А, якорь выключателя притягивается к магнитопроводу, блок-контакты переключаются. QF1 размыкает цепь 3-6 и отключает контактор КМ, который размыкает цепь 1-2. Ток в держашей катушке протекает по цепи 1-4 и уменьшается с помощью резистора R до 1 А. Контакт QF2 замыкает цепь 5-6 блокировочного реле KB, которое своим контактом KB1 вторично размыкает цепь 3-6, а контактом KB2 становится на самоподпитку. Если выключатель отключится, то ток в цепи

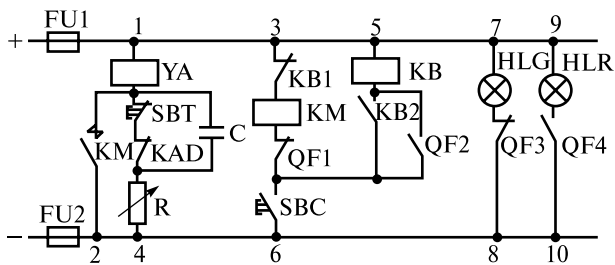


Рис. 5.62. Схема управления выключателем ВАБ-28

5-6 сохранится, несмотря на то что QF2 разомкнется. Контакт KB1 будет удерживать разомкнутой цепь 3-5, не давая включаться контактору КМ и выключателю повторно при замкнутом контакте кнопки включения SVC. Таким образом, реле блокировки KB разрешает одно включение выключателя одним нажатием кнопки включения. При необходимости включения выключателя вторично, необходимо отпустить кнопку, тогда ее контакт разомкнет цепь 5-6, реле KB потеряет возбуждение и замкнет свой контакт KB1 в цепи 3-6, контакт KB2 в цепи 5-6 разомкнется. Вторичным нажатием кнопки включения можно вторично включить выключатель. При отключенном выключателе его блок-контакт QF3 замыкает цепь 7-8 зеленой лампы НLG, а при включенном — QF4 замыкает цепь красной лампы НLR. Схема обеспечивает необходимую длительность включающего импульса тока в держашей катушке и блокировку от многократного включения выключателя на короткое замыкание.

Отключение выключателя осуществляется путем размыкания цепи 1-4 держашей катушки YA кнопкой отключения SBT или дифференциальном шунтовом реле KAD. В обоих случаях в размыкаемую цепь вводится конденсатор С, обеспечивающий высокую скорость затухания тока в катушке YA и тем самым способствующий быстрому отключению выключателя под действием отключающих пружин.

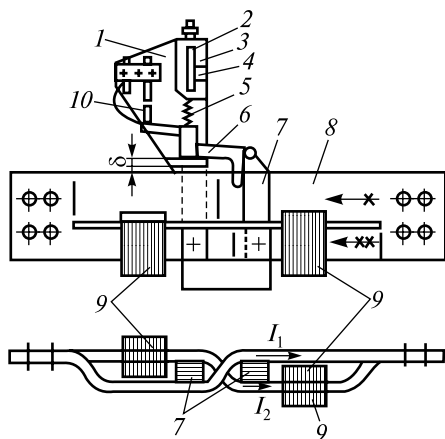


Рис. 5.63. Устройство реле РДШ

Реле РДШ (дифференциальное шунтовое) используется для автоматического отключения выключателя ВАБ-28-Л без витка главного тока, устанавливаемого на питающих линиях контактной сети. Реле РДШ (рис. 5.63) состоит из магнитопровода 7, на котором установлена планка 1 со скобой 2. К скобе 2 прикреплена шкала 3 с четырьмя значениями уставки, которые указывает стрелка 4. Уставка регулируется пружиной 5, изменяющей зазор между магнитопро-

водом 7 и якорем 6, с которым жестко связан подвижный контакт 10. Магнитопровод огибается двумя ветвями шины 8. На ветвь меньшего сечения насажены пластины 9 из электротехнической стали. Ветви шины 8 выполнены восьмеркой, в результате чего проходящие через магнитопровод 7 токи I_1 и I_2 направлены встречно. При медленном изменении тока защищаемой цепи в нормальном режиме работы токи в ветвях отличаются незначительно, так как определяются в основном активными сопротивлениями этих ветвей, которые имеют незначительную разницу. При к.з. в защищаемой цепи ток возрастает очень быстро и соотношение между токами I_1 и I_2 определяется в основном индуктивными сопротивлениями. Стальные пластины 9 значительно увеличивают сопротивление ветви меньшего сечения и уменьшают ток I_2 по сравнению с током I_1 . Под действием возрастающей разности токов $I_1 - I_2$ в магнитопроводе 7 создается магнитный поток, достаточный для быстрого притягивания якоря 6 к магнитопроводу 7 и размыкания контактами 10 цепи держашей катушки выключателя.

Выключатель ВАБ-43-4000/30-Л-У4 (линейный) на номинальный ток 4000 А и номинальное напряжение 3 кВ предназначен для эксплуатации в закрытых отапливаемых помещениях (рис. 5.64). По принципу работы выключатель ВАБ-43 имеет много общего с выключателем АБ-2/4, а при отключении осуществляет гашение двух дуг как ВАБ-28, но в одной двухсекционной камере.

На рис. 5.64 и 5.65 все элементы выключателя имеют одинаковые цифровые обозначения. Дугогасительное устройство состоит из элементов под номерами 1—15, исключая контактный вывод 13, второй контактный вывод 21. Дугогасительная камера выключателя продольно-щелевого типа. Две секции камеры размещаются параллельно, благодаря чему при ограниченных размерах ее дугу можно растянуть на значительную длину. Перегородка 3 делит камеру на две секции. Снаружи камера имеет двойные щиты 7, скрепленные болтами 2. Внутри каждой секции магнитопроводы 6 с наконечниками 4, растягивающие дуги между рогами 9 и 12 по периметру камеры. V-образная перегородка 5 способствует растяжению дуги. Рога, между которыми горит дуга, соединяются гибкими связями 10 с контактами выключателя. Опорные косынки 8, закрепленные шпильками на камере, опираются на ось 11, вокруг которой поворачивается камера для внутреннего осмотра.

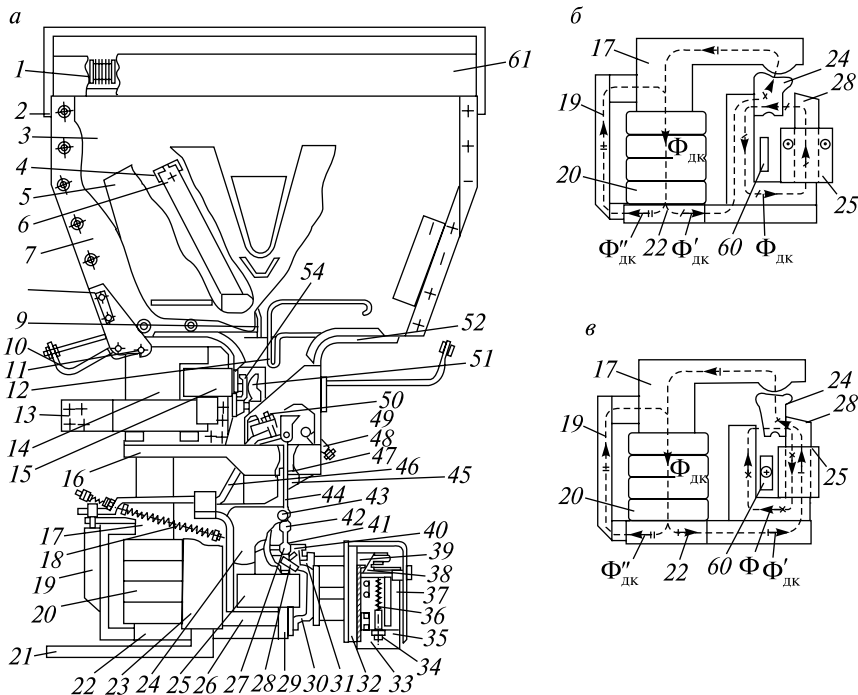


Рис. 5.64. Устройство (а) выключателя типа ВАБ-43 и его магнитная система в начальный момент включения (б) и во включенном состоянии (в)

При отключении выключателя дуга возникает между дугогасительными контактами 51 и 54. Ток, протекающий по двум секциям 14 катушки магнитного дутья, создает в магнитопроводе 15, пропущенном через окна секций 14, магнитный поток. Последний выталкивает дугу на рога 9 и 12, где она делится на две дуги, которые перемещаются вверх в секциях дугогасительной камеры, притягиваются друг к другу и перемещаются по стенкам перегородки 3. Это способствует интенсивному отводу тепла из каналов дуг и активной деионизации ионизированных частичек воздуха. Обходя магнитопроводы б (по два в каждой секции), дуга горит в свободной верхней полости камеры. Выше этой полости в экранах 61 размещены блоки деионных решеток 1 из стальных пластин, охлаждающих горячие газы и деионирующие их во избежание электрического пробоя воздуха и перекрытия выключателя по пути выхлопа. Выхлоп газов из двух секций камеры осуществляется в разные стороны.

Магнитопровод выключателя включает в себя нижний литой брус 22 и верхний, на котором расположено изоляционное основание 16 контактного блока, а также П-образный сердечник 26. Между брусками расположен сердечник 17 с четырехсекционной держашей катушкой 20. На рис. 5.64, б показана магнитная система выключателя в самом начале процесса включения. Якорь 24 прижимается к левому стержню П-образного сердечника 26 отключающей пружиной 18. Держащая катушка 20 создает магнитный поток $\Phi_{\text{дк}}$, который делится на $\Phi'_{\text{дк}}$ и $\Phi''_{\text{дк}}$. Поток $\Phi''_{\text{дк}}$ замыкается через магнитный шунт 19. Перемещая магнитный шунт 19 вверх, уменьшаем сечение левой части магнитопровода, соответственно увеличивается ее магнитное сопротивление и уменьшается поток $\Phi''_{\text{дк}}$, увеличивается поток $\Phi'_{\text{дк}}$ и соответственно увеличивается ток уставки срабатывания. При подаче тока во включающую катушку 25 возникает ее магнитный поток $\Phi_{\text{вк}}$, который в левом стержне П-образного сердечника направлен встречно потоку $\Phi'_{\text{дк}}$ и вытесняет его в правый стержень. Якорь 24 притягивается к намагниченному правому стержню, растягивая отключающую пружину 18, и выключатель переходит из отключенного состояния (рис. 5.65, а) в предвключенное (рис. 5.65, б). Контакты выключателя замкнутся

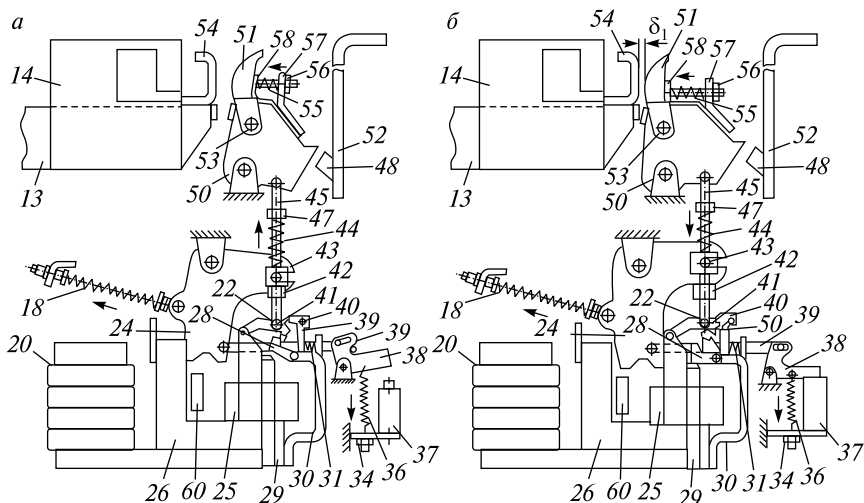


Рис. 5.65. Механизм выключателя ВАБ-43 в отключенном (а) и в предвключенном (б) состояниях

не могут, так как тяга 45, соединенная с рычагом 50 подвижного контакта, останавливается, когда между контактами остается зазор δ_1 . Это происходит потому, что якорек 28 механизма свободного расцепления притягивается к стержню 29 под действием потока включающей катушки, частично замыкающегося по скобе 30. Пружина 53, натягиваясь, перемещает защелку 40 на зуб рычага 41, который осью 27 связан с тягой 45. При этом сжимается пружина 44, находящаяся на тяге между осью 43 и гайкой 47.

После отключения включающей катушки 25 якорек 28 под действием пружины 59 возвращается в исходное состояние, защелка 40 пружиной 31 отводится вправо и освобождает рычаг 41 и связанную с ним тягу 45. Под действием усилия пружины 44 тяга 45 перемещается вверх, замыкаются сначала дугогасительные контакты 51 и 54, потом главные контакты, расположенные ниже. Пружина 55, установленная между скобой 57 и дугогасительным контактом 51, обеспечивает перемещение последнего вокруг оси 53. Натяжение пружины 55 регулируется гайкой 56. Гибкая связь 58 электрически связывает главный и дугогасительный контакты. Упор 48, закрепленный на скобе 52, ограничивает движение рычага 50 при отключении выключателя. Изоляционный экран 49, закрепленный на скобе 52, защищает от переброса дуги на корпус выключателя.

К скобе 30 прикреплен с помощью изоляторов блок сигнализации, состоящий из блок-контактов 37, переключаемых рычагом 38, на который действует пружина 36. Тяга 39 связывает рычаг 38 с якорем 24, при перемещении которого она поворачивает рычаг 38. Натяжение пружины 36 регулируется гайкой 34. Блок сигнализации собран на изоляционном основании 32, к которому крепятся металлические экраны 33 и 35.

Индуктивный шунт 23, выполненный из набора стальных изолированных пластин, насаженных на медную шину, включается параллельно размагничивающему витку 60, пропущенному в окно П-образного сердечника. Шунт соединен гибкой связью 46 с подвижным контактом. При нормальном режиме работы и перегрузках с медленно нарастающим током большая часть тока идет через шунт, а при к.з. — через размагничивающий виток 60, который создает поток Φ (см. рис. 5.64, б), размагничивающий правый стержень П-образного сердечника 26 и намагничивающий левый стержень. Якорь 24 под действием магнитных сил притяжения и сил натяжения пружины 18 перебрасывается к левому стержню, переме-

щает вниз тягу 45, действуя на упор 42. При этом размыкаются сперва главные контакты, потом дугогасительные 54 и 51. Выключатель переходит в отключенное положение (рис. 5.65, а). Дуга, возникающая между контактами 54 и 51, гасится в дугогасительной камере.

Схема управления выключателем ВАБ-43 приведена на рис. 5.66. Включение выключателя осуществляется нажатием кнопки SBC. При протекании тока по цепи 3-4 получает питание катушка контактора КМ. Контактор замыкает своими контактами КМ1 и КМ2 цепь 1-2 включающей катушки выключателя YAC. БВ переходит в предвключенное состояние (см. рис. 5.65, б), и его блок-контакты переключаются: QF1 замыкает цепь 3-6 блокирующего реле КБС; QF2 размыкает цепь 7-10 зеленой лампы HLG; QF3 замыкает цепь 9-12 красной лампы HLR, сигнализирующей о включении выключателя. Блокирующее реле КБС своим контактом КБС1 размыкает цепь 3-4, контактор КМ отключается и контактами КМ1 и КМ2 замыкает цепь 1-2 включающей катушки выключателя, после чего механизм свободного расцепления разрешает переход выключателя из предвключенного состояния во включенное. Реле КБС становится на самоподпитку через контакт КБС2. Пока контакт SBC будет замкнут, реле КБС будет под током, и, если в это период выключатель автоматически отключится, контактор КМ не получит питания, так как цепь 3-4 будет разомкнута контактом КБС1. Для повторного

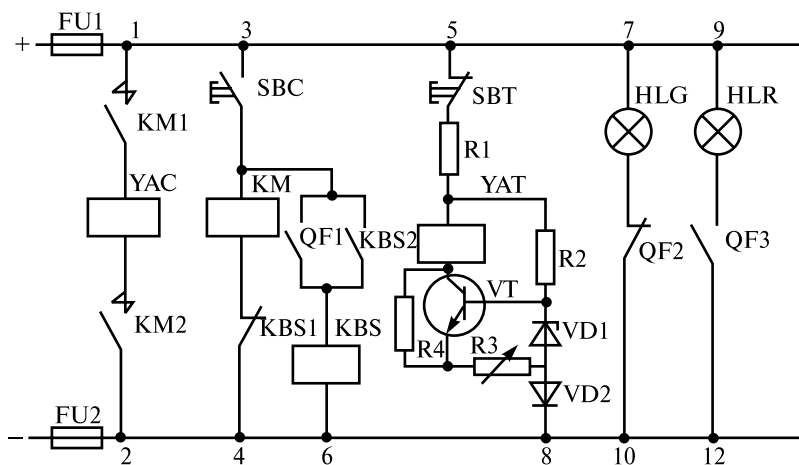


Рис. 5.66. Схема управления выключателем ВАБ-43

включения необходимо отпустить кнопку SBC, реле KBS потеряет питание и контакт KBS1 замкнется. Нажатием кнопки SBC осуществляется повторное оперативное включение выключателя.

Отключение выключателя осуществляется нажатием кнопки SBT, контакт которой размыкает цепь 5-8 держашей катушки YAT. После исчезновения тока в катушке YAT выключатель отключается отключающей пружиной. Разрядный ток, возникающий по действием противо-ЭДС держашей катушки замыкается через резисторы R2, R1 и R4. Стабилитрон VD1 независимо от колебания напряжения питания подает постоянное напряжение на переход «база-коллектор» транзистора VT, который поддерживает стабильный ток в цепи держашей катушки YAT. Резистор R3 служит для первоначальной регулировки тока держашей катушки. Кроме того, стабилизации коллекторного тока способствует резистор R4, подключенный к эмиттеру и коллектору транзистору VT. Сигнализация отключенного положения выключателя осуществляется зеленой лампой HLG в цепи 7-10, которая замыкается блок-контактом выключателя QF2.

Выключатель ВАБ-49 разработан на основе выключателей ВАБ-28 и ВАБ-43, хотя имеет значительные конструктивные отличия. Выпускаются четыре модернизации выключателя: ВАБ-49-3200/30-Л-УХЛ4 на 3200 А и ВАБ-49-5000/30-Л-УХЛ4 на 5000 А (они применяются только по два, соединенные последовательно), а также ВАБ-49/1-3200/30-Л-УХЛ4 и ВАБ-49-4000/30-К-УХЛ4 на 4000 А, которые применяются в одиночном исполнении. Буква Л обозначает, что выключатель устанавливается на линиях постоянного тока для защиты их от токов к.з. и недопустимых перегрузок; буква К — что выключатель устанавливается в качестве катодного на преобразователях переменного тока в постоянный для защиты от обратных токов. Все выключатели выпускаются на номинальное напряжение 3300 В и наибольшее рабочее 4100 В; они предназначены для работы в районах с умеренным и холодным климатом, в закрытых отапливаемых помещениях.

На рис. 5.67 изображен полюс выключателя ВАБ-49 во включенном положении. Он состоит из контактного блока и привода, изолированных один от другого изоляторами 2 и 24, установленными на скобе 1, и изолирующей тяги 25. Корпус привода заземляется. Привод включает в себя электромагнит, состоящий из магнитопровода 44, катушки 43, расположенной на среднем стержне магнито-

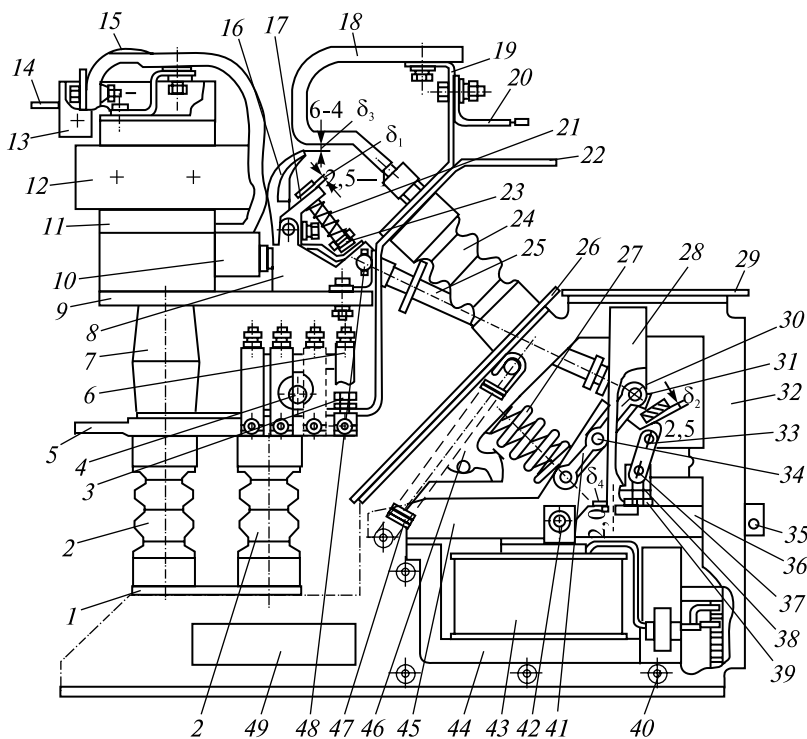


Рис. 5.67. Выключатель ВАБ-49

провода, к которому крепятся главный якорь 45 и якорь механизма свободного расцепления 36, вращающиеся на одной оси 42; промежуточный трехплечный рычаг 41, установленный на главном якоре 45 и соединенный с ним осью 34; контактную пружину 27; отключающие пружины 47 и упор 46 главного якоря. Электромагнит закреплен в корпусе 32 шпильками 40. С двух сторон корпуса установлены блокировочные контакты 28. Механический указатель положения выключателя 35 расположен с торца привода.

Контактный блок выключателя состоит из катушки магнитного дугтя 11 с неподвижным контактом 10, магнитопровода магнитного дугтя 12, дугогасительного рога 15 неподвижного контакта, подшипника 13 для установки дугогасительной камеры, объединенных в единый узел и установленных на панели 9. Узел неподвижного контакта изолирован от узла подвижного контакта изолятором 7, установленном на скобе 22 и контактной шине 5. Контакт-

ный блок включает в себя главный подвижный контакт 8, закрепленный через ось 4 на скобе 22 и соединенный с шиной 5 гибкими связями 6. Дугогасительный рог 18 подвижного контакта закреплен на скобах 19 и 22. На главном подвижном контакте 8 установлен дугогасительный контакт 16 с пружиной дожатия 21, закрепленный болтом 17. Нажатие пружины 21 регулируется гайкой 23. Подвижный контакт связан тягой 25, к которой крепится ось 48, с промежуточным рычагом 41 регулировочной втулкой 31 с осью 30. Соединение контактного блока с дугогасительной камерой осуществляется гибкими связями 14 и 20.

Привод выключателя защищен от возможного переброса дуги изоляционными экранами 26 и 29. Для регулирования зазора между рогом 15 и контактом 16 в предвключенном состоянии используется винт 38, который закрепляется контрогайкой 39 на якоре 36 механизма свободного расцепления и связывается с серьгой 33 осью 37.

Окно 49 в дополнительном магнитопроводе катодного выключателя служит для пропуска шины размагничивающего витка, необходимого для автоматического отключения выключателя.

Дугогасительная камера (рис. 5.68) М-образной формы состоит из асбоцементных наружных щитов 13 и 14, стянутых болтами 12, и

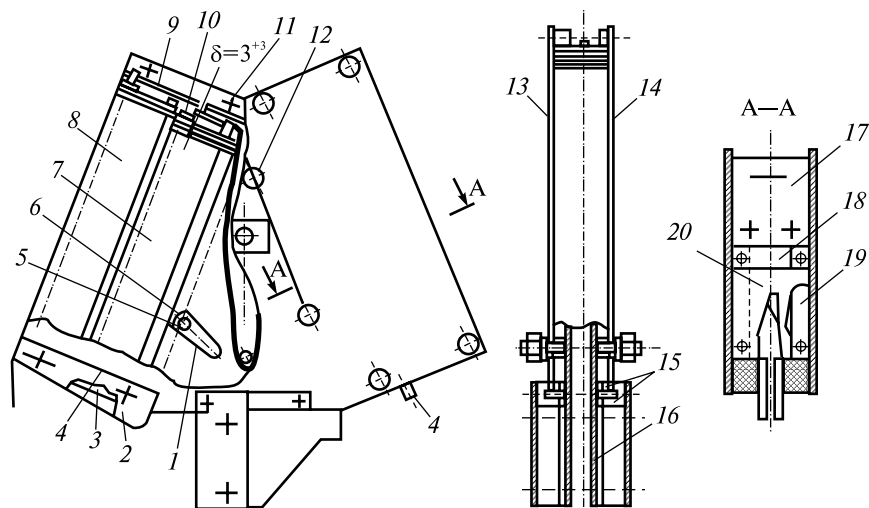


Рис. 5.68. Дугогасительная камера выключателя ВАБ-49

внутренних перегородок 16, отделенных от наружных щитов брусками 15. Между внутренними перегородками установлены рога 1 и 11. С двух торцов камеры между щитами 13 и 14 установлены дугогасительные блоки 7 и пламягасительные жалюзи 8. Сверху и снизу камера закрыта крышками 3 и 9. Дугогасительные блоки 7, размещенные с обеих сторон камеры, состоят из набора стальных омедненных пластин 20, разделенных изоляционными пластинами 18 и 19 и собранных на изоляционных стержнях 10. Пламягасительные жалюзи состоят из тонких стальных пластин 17, разделенных изоляционными шайбами 6 и также собранных на изоляционных стержнях и стянутых шпильками 4, 5. С помощью пластин 2, расположенных с двух сторон камеры, она устанавливается на контактный блок, где имеется специальный подшипник для поворота камеры при осмотре и ремонте.

На рис. 5.67 ВАБ-49 находится во включенном положении. В отключенном положении выключатель показан на рис. 5.69, а; в предвключенном — на рис. 5.69, б. Главный якорь 2 под действием пружин оттянут от левого стержня 1 магнитопровода, тяга удерживает подвижный контакт 5 в отключенном состоянии. Упор 4 ограничивает поворот подвижного контакта, который нормально не должен касаться упора. Гибкая связь 3 соединяет подвижный контакт с шиной контактного вывода (на рис. 5.69, а связь показана частично).

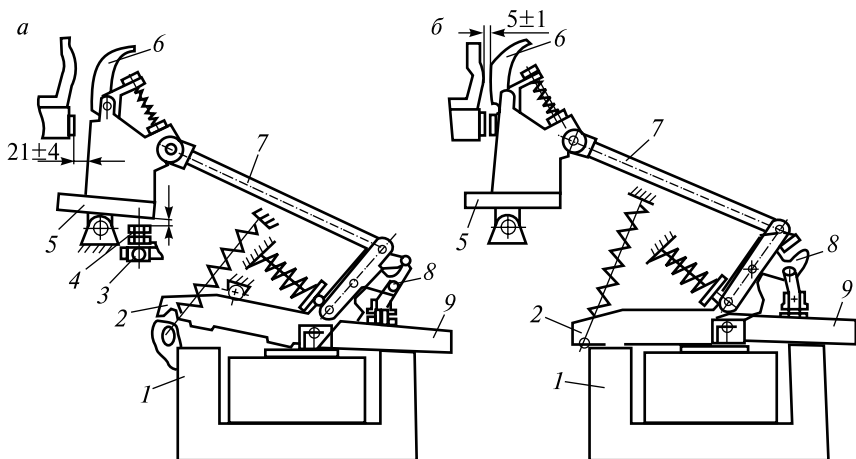


Рис. 5.69. Привод выключателя ВАБ-49 в отключенном (а) и в предвключенном (б) состояниях

Схема управления. Для включения выключателя необходимо нажать кнопку включения (рис. 5.70). Контакт кнопки SBC замыкает цепь 3-6. Контактор КМ получает питание и замыкает свои контакты КМ1 и КМ2 в цепи 1-2 катушки выключателя YA, при этом ток возрастает до 40 А. Главный якорь 2 (см. рис. 5.69, б) притягивается к левому сердечнику, преодолевая усилия пружин. Якорь 9 механизма свободного расцепления притягивается к правому сердечнику магнитопровода, удерживая подвижный контакт 5 и дугогасительный б в предвключенном состоянии через тягу 7. Якорь 9 ограничивает перемещение тяги 7 рычагом 8, с которым он связан серьгой. В результате притяжения главного якоря переключаются блок-контакты (рис. 5.70). Контакт QF1 замыкает цепь 5-6, блокировочное реле KB получает питание и своим контактом KB1 размыкает цепь 3-6 контактора КМ. Контактор размыкает контакты КМ1 и КМ2 в цепи 1-2. Ток в катушке YA (цепь 1-4) уменьшается резистором R2 до 0,6 А. Это приводит к резкому снижению магнитного потока в магнитопроводе, якорь 9 (см. рис. 5.69, б) отрывается от правого стержня под действием сжатой пружины, поворачивающей трехплечный рычаг вокруг оси против часовой стрелки. Тяга 7 при этом перемещается, выключатель переходит во включенное состояние, контакты замыкаются. Реле блокировки KB (см. рис. 5.70) замыкает свой контакт KB2 в цепи 5-6, становится на самоподпитку и удерживает цепь 3-6 разомкнутой. Блокировочное реле KB служит для предотвращения многократных включений и отключений выключателя в том случае, когда аварийный ток возникает в защищаемой цепи в момент включения выключателя при нажатой кнопке SBC. Для повторного оперативного включения выключателя необ-

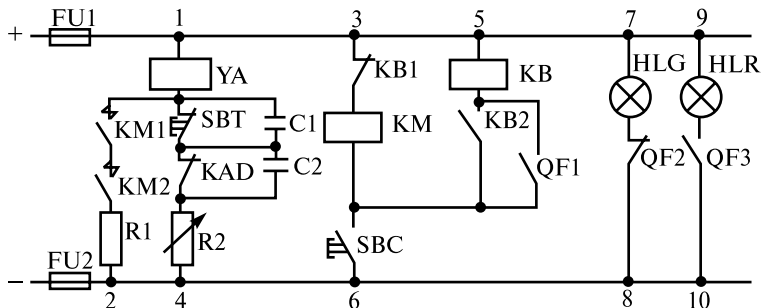


Рис. 5.70. Схема управления выключателем ВАБ-49

ходимо отпустить кнопку SBC, а затем вновь нажать ее. После включения выключателя его блок-контакт QF2 разомкнет цепь 7-8 зеленой лампы HLG, а контакт QF3 замкнет цепь 9-10 красной лампы HLG, сигнализирующей о включенном положении выключателя.

Отключение выключателя происходит при размыкании цепи 1-4 катушки выключателя кнопкой SBT оперативного отключения или контактом реле дифференциального шунтового реле KAD при к.з. или перегрузке в защищаемой цепи. Конструкция реле KAD показана на рис. 5.63. При размыкании цепи 1-4 катушка выключателя теряет питание; блок-контакты переключаются: QF2 замыкает цепь 7-8 зеленой лампы HLG, сигнализирующей об отключенном положении выключателя; QF3 размыкает цепь 9-10 красной лампы HLR. Параллельно контактам SBT и KAD включены конденсаторы C1 и C2, которые вместе с катушкой создают колебательный контур, вследствие чего возникает колебательный процесс спада тока. За счет его отрицательной полуволны уничтожается намагниченность магнитопровода, что обеспечивает быстрое действие выключателя при отключении.

Выключатель ВАБ-70 (рис. 5.71, а) является дальнейшей разработкой выключателя ВАБ-49. Выключатель ВАБ-70-3200/30-Л-УХЛ4 предназначен для установки на фидерах контактной сети тяговых подстанций, где они соединяются по два последовательно (рис. 5.71, б). Это позволяет отключать аварийные токи в цепях с индуктивностью 6—11 мГн величиной до 35 000 А.

На рис. 5.71, а приведена конструкция выключателя ВАБ-70. Включение выключателя осуществляется с помощью привода 1, который действует так же, как у выключателя ВАБ-49. Контакты выключателя располагаются в контактном блоке 3. При отключении выключателя электрическая дуга, возникающая между контактами, выдувается магнитным дутьем в дугогасительную камеру 2, где и гасится. Включенное и отключенное положение выключателя фиксируется указателем положения 4. Подключение выключателя к внешним цепям осуществляется с помощью шин 6. Последовательное соединение двух выключателей производится шиной 7 (рис. 5.71, б), заземляется выключатель болтом 5.

Выключатель ВАБ-206 (рис. 5.71, в) предназначен для защиты от токов перегрузок и короткого замыкания в цепях постоянного тока тяговых подстанций по одному в ячейке фидера. Благодаря особенностям конструкции выключатели ВАБ-206 могут применяться

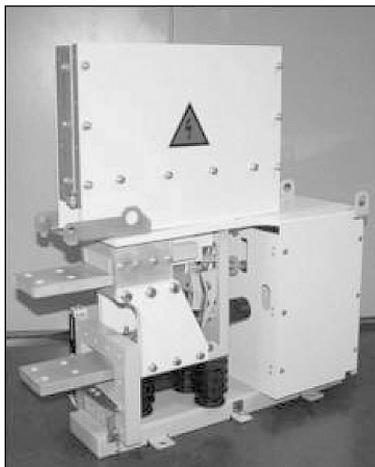
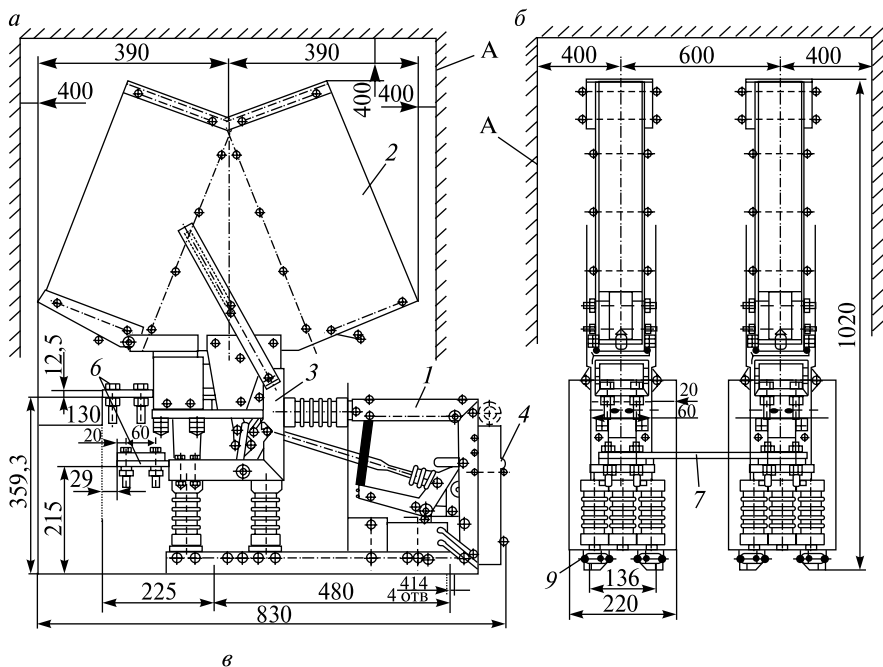


Рис. 5.71. Быстродействующие выключатели:
a — выключатель ВАБ-70; *б* — схема установки двух соединенных последовательно выключателей ВАБ-70; *в* — общий вид выключателя ВАБ-206

для установки на выкатных элементах малогабаритных ячеек распределительных устройств. Достоинством выкатной конструкции является простота эксплуатации и безопасность обслуживания.

5.18. Разрядники

Разрядники являются защитными аппаратами. Они предназначены для защиты изоляции электрооборудования от перенапряжений. В распределительных устройствах электроустановок применяются вентильные разрядники.

Вентильные разрядники состоят из искровых промежутков, включенных последовательно с рабочим сопротивлением, имеющим нелинейную вольт-амперную характеристику. В некоторых разрядниках параллельно искровым промежуткам присоединяют шунтирующие резисторы для равномерного распределения напряжения между ними.

В условных обозначениях разрядников буквы означают: Р — разрядник; В — вентильный, П — подстанционный (поляризованный для разрядников постоянного тока); С — станционный; М — с магнитным дутьем; О — облегченной конструкции; У — униполярный; К — для ограничения коммутационных перенапряжений. Цифры, следующие за буквами в обозначении, означают номинальное напряжение разрядника.

Разрядники характеризуются рядом параметров:

- *номинальное напряжение разрядника* — номинальное значение напряжения сети, для работы в которой разрядник предназначен;
- *наибольшее допустимое напряжение разрядника* — эффективное значение наибольшего гарантированного заводом-изготовителем напряжения, при котором разрядник надежно гасит дугу;
- *пробивное напряжение разрядника* — наибольшая величина плавно нарастающего напряжения в момент пробоя разрядника;
- *импульсное пробивное напряжение разрядника* — наибольшая величина импульсного напряжения в момент пробоя разрядника при заданном значении предразрядного времени.
- *предразрядное время* — время от начала нарастания импульсного напряжения до момента пробоя разрядника;
- *номинальный разрядный ток разрядника* — амплитудное значение импульсного тока, который проходит через разрядник после его пробоя;

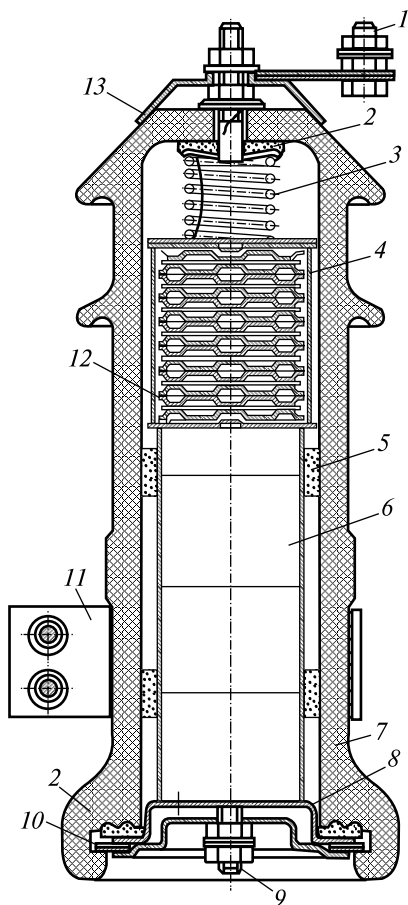


Рис. 5.72. Разрядник РВП-6

— ток проводимости разрядника, искровые промежутки которого шунтированы резисторами, — ток, проходящий через разрядник при приложении к нему напряжения постоянного тока заданной величины. У разрядников, не имеющих шунтирующих резисторов, измеряемый при этом ток называется током утечки.

Вентильные разрядники переменного тока служат основным средством ограничения перенапряжений и защиты от них.

Разрядник РВП-6 показан на рис. 5.72. Он состоит из многократных искровых промежутков 12 и последовательных нелинейных вилитовых резисторов 6, размещенных в фарфоровом корпусе 7 и сжатых спиральной пружиной 3. Блок многократных искровых промежутков включает несколько последовательно соединенных единичных искровых промежутков, помещенных в бумажно-бакелитовый цилиндр 4. Единичный искровой промежуток

состоит из двух фигурных латунных электродов, приклеенных к изоляционной миканитовой или электрокартонной прокладке. Нелинейный последовательный резистор набирается из вилитовых (вилит — запеченная смесь карборунда с жидким стеклом) элементов (дисков), обладающих вентильными свойствами, т.е. сопротивление карборунда изменяется в зависимости от приложенного к нему напряжения: чем выше приложенное напряжение, тем ниже его сопротивление, и наоборот. Количество искровых промежутков в блоке и вилитовых дисков в колонке зависит от величины номиналь-

ного напряжения разрядника. Плоскости, которыми соприкасаются диски, для лучшего контакта металлизуют алюминием, а боковые поверхности дисков для преграждения пути токам утечки покрывают изолирующей обмазкой. Для предотвращения смещения вилитовых дисков ставятся фетровые или войлочные прокладки 5. Вилит невлагоустоек и при отсыревании его вентильные свойства ухудшаются. Поэтому разрядник герметизируется уплотнением 2 из озоностойкой резины и закрывается сверху металлическим колпаком 13. Снизу устанавливается резиновое кольцо 10. К несущей конструкции разрядник присоединяется хомутом 11, к токоведущим проводам — болтом 1, а к заземлению — шпилькой 9. Таким образом, разрядник включается между фазой электроустановки и контуром заземления параллельно защищаемой изоляции.

В нормальном режиме работы искровые промежутки обеспечивают изоляцию между фазой и землей. Как только возникает перенапряжение, опасное для изоляции электроустановки, происходит пробой искровых промежутков, в результате чего сеть оказывается соединена с землей через вилитовые диски. В этот момент к вилитовым дискам прикладывается максимальное напряжение, поэтому сопротивление их будет наименьшим, а ток замыкания на землю — наибольшим. В результате разряда на землю напряжение в сети снижается, а сопротивление вилитовых дисков возрастает. Дуга переменного тока при прохождении через нуль гаснет, а затем вновь восстанавливается. Когда напряжение, приложенное к разряднику, оказывается недостаточным для поддержания дуги на искровых промежутках, при первом же прохождении тока через нуль его протекание через разрядник прекращается.

Модернизированный разрядник РВП с уменьшенным диаметром искровых промежутков и вилитовых дисков со сниженными габаритами и массой выпускается под наименованием РВО (разрядник вентильный облегченной конструкции).

Вентильный разрядник РВС (разрядник вентильный стационарный) выпускается в виде пяти стандартных элементов: РВС-15, РВС-20, РВС-30, РВС-33 и РВС-35. Из этих элементов комплектуют разрядники на напряжение до 220 кВ. Их устанавливают один на другой и соединяют последовательно. На рис. 5.73 показан элемент РВС, состоящий из фарфорового кожуха 1, внутри которого находятся вилитовые диски 2 и комплекты искровых промежутков 4, состоящие из нескольких единичных искровых промежутков 3. Каж-

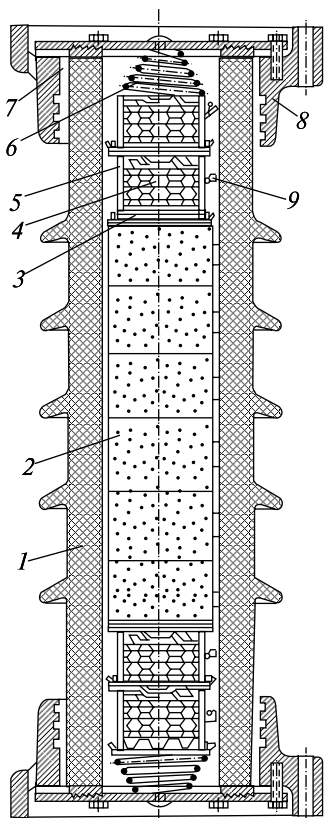


Рис. 5.73. Разрядник РВС

дый комплект заключен в фарфоровый цилиндр 5. Все искровые промежутки и вилитовые диски сжаты спиральными пружинами 6. Фарфоровый кожух закрыт с торцевых сторон крышками, под которыми проложена уплотняющая резина 7. Фарфоровый кожух армирован фланцами 8, которые служат для крепления разрядника к опорной конструкции, а также для присоединения к шинам или проводам. Комплекты искровых промежутков шунтируются подковообразными резисторами 9, предназначенными для равномерного распределения напряжения между ними.

На рис. 5.74, а показан комплект искровых промежутков, состоящий из четырех единичных искровых промежутков. Каждый единичный промежуток включает в себя два фигурных латунных электрода 4, разделенных миканитовой прокладкой 5. Искровые промежутки размещаются в фарфоровом цилиндре 3, закрытом сверху и снизу латунными крышками 1. К последним присоединяются подковообразные шунтирующие резисторы 2, изготовленные на основе карбоцида.

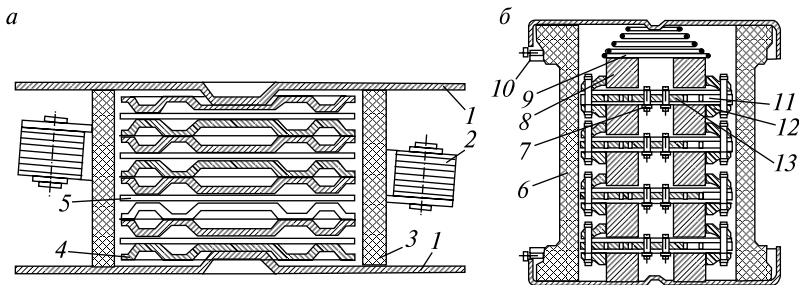


Рис. 5.74. Комплект искровых промежутков разрядников:
а — РВС; б — РВМ

На напряжение 35—500 кВ нашли применение разрядники магнитовентильные типа РВМ. Они отличаются от других типов разрядников наличием блоков магнитных искровых промежутков (рис. 5.74, б). Такие стандартные блоки искровых промежутков, дополненные дисковыми вилитовыми резисторами изготавливаются на напряжение 35 кВ. Блок магнитных искровых промежутков состоит из набора единичных искровых промежутков 7, разделенных между собой кольцевыми магнитами 8. Единичный искровой промежуток составляется из двух концентрически расположенных медных электродов 13 и 11, между которыми образуется кольцевая щель 12. Возникающая в щели дуга вращается под действием постоянных магнитов с большой скоростью, что способствует ее быстрому гашению. Набор из постоянных магнитов и единичных искровых промежутков помещается внутри фарфоровой покрывки 6, закрытой стальными крышками 10. Магниты и медные электроды плотно сжимаются стальной пружиной 9.

Разрядники постоянного тока не имеют принципиальных отличий от разрядников переменного тока, но имеют ряд особенностей, связанных с гашением дуги постоянного тока и учетом направления тока через разрядник при его пробое. Для гашения дуги в разрядниках постоянного тока применяют магнитное дутье, принцип которого рассмотрен ранее при изложении гашения дуги в контакторах и быстродействующих выключателях постоянного тока.

Разрядник РМВУ-3,3 (с магнитным дутьем, вентильный, униполярный) на напряжение 3,3 кВ (рис. 5.75) предназначен для защиты оборудования постоянного тока от атмосферных перенапряжений, поступающих на тяговую подстанцию по питающим линиям контактной сети. Фарфоровый кожух 13 разрядника армирован в основании фланцем 15, с помощью которого разряд-

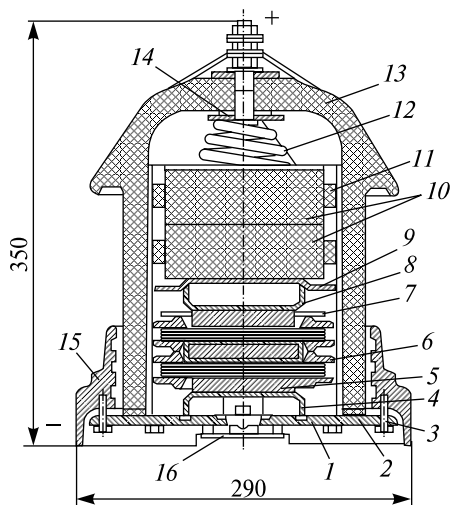


Рис. 5.75. Разрядник РМВУ-3,3

ник крепится к опорной конструкции. Снизу разрядник закрыт днищем 1, между ним и кожухом 13 кольцевая прокладка 2 из морозо- и озоноустойчивой резины. Днище 1 крепится к фланцу болтами 3. Искровые промежутки 6 расположены между постоянными магнитами 5 и шунтированы резисторами 7, обеспечивающими равномерное распределение напряжения между ними. Кронштейны 4 и 8 обеспечивают фиксацию верхнего и нижнего полюсов с помощью фиксатора 9, шайбы 14 и спиральной пружины 12, между которыми находятся два вилитовых диска 10. Фетровые прокладки 11 предохраняют диски 10 от горизонтальных перемещений. При набегании с контактной сети волны перенапряжения происходит пробой искровых промежутков 6, возникающие две дуги магнитным полем постоянных магнитов 5 выдуваются в разные стороны через дугогасительные камеры. Гашение дуги происходит при понижении напряжения в сети до рабочего спада волны перенапряжения, в результате этого растет сопротивление вилитовых дисков и снижается ток через разрядник. Для предотвращения взрыва разрядника от высокого давления выделяющихся газов предусмотрен в днище предохранительный клапан 16. Разрядник способен выдерживать импульс тока до 20 кА в течение 20—40 мкс.

Разрядник РВПК-3,3 (вентильный, поляризованный, коммутационный) на напряжение 3,3 кВ предназначен для ограничения мощных коммутационных перенапряжений, возникающих при отключении устройств постоянного тока. Разрядник (рис. 5.76, а) состоит из дугогасительной камеры 2 и блока 1 рабочих резисторов с нелинейным сопротивлением, установленного в бакелитовом цилиндре 14. Внутри цилиндра находятся шесть колонок тервитовых дисков 15, заключенных в изоляционные трубки 16. Цилиндр 14 армирован снизу фланцем 17, а сверху — силуминовой крышкой 12, которая прижимается пружинящими шайбами 13 каждую колонку с дисками к съемному днищу 18. Днище крепится к фланцу 17 болтами.

Дугогасительная камера 2 состоит из двух половин, скрепленных между собой болтами 3. Каждая половина камеры (рис. 5.76, б) имеет гребневидные стенки 4, гребни одной половины при сборке входят во впадины другой половины 11 (рис. 5.76, а), образуя лабиринтную щель. В корпусе 8 верхней половины имеется отверстие для прохода шпильки 9, посредством которой разрядник присоединяется к плюсовой шине 3,3 кВ. Через корпус 10 нижней по-

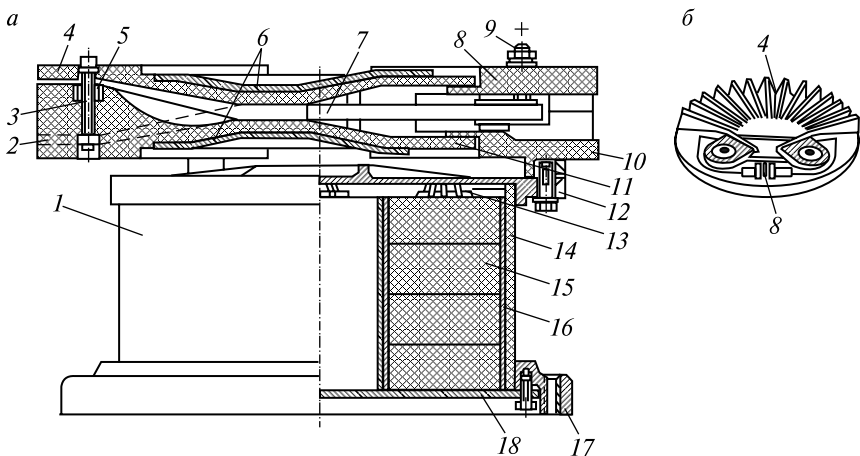


Рис. 5.76. Разрядник РВПК-3,3:

a — разрез разрядника; *б* — элемент дугогасительной камеры

ловины камеры проходит штекер, соединяющий электрод 7 искрового промежутка с фланцем 12 резистора 1.

В кольцевые пазы обеих половин камеры заложено восемь постоянных магнитов, а с наружных сторон камеры закреплены полюсы 6, обеспечивающие выталкивание дуги между электродами в лабиринтную щель, ширина которой фиксируется втулкой 5. При возникновении перенапряжения пробивается искровой промежуток между электродами 7 и создается электрическая цепь между шиной, соединенной со шпилькой 9 и землей через колонки тервитовых дисков 15. Магнитное поле растягивает дугу по лабиринтным щелям, деионизирует и гасит ее. Разрядник РВПК-3,3 предназначен для установки в отапливаемых помещениях, для наружной установки применяют разрядник РВПКН-3,3. Он имеет большие габариты и массу, чем РВПК-3,3, и три колонки тервитовых дисков вместо шести.

5.19. Ограничители перенапряжений

Ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН) предназначены для защиты изоляции электрооборудования подстанций и электрических сетей от атмосферных и кратковременных коммутационных перенапряжений.

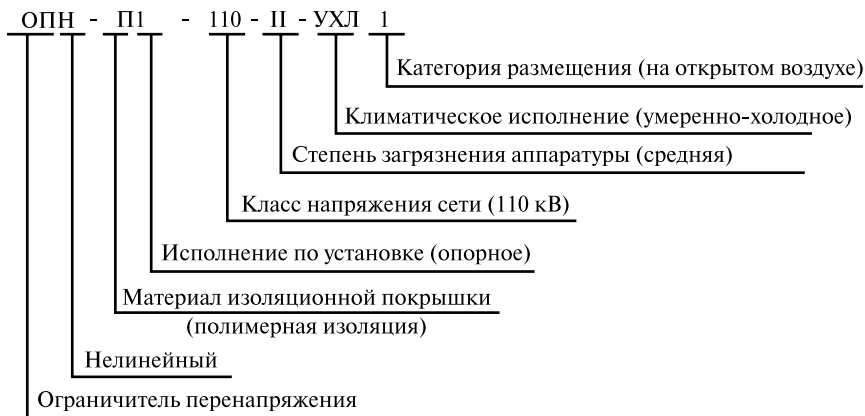
Применяемые в настоящее время разрядники с резисторами, имеющими недостаточную нелинейность, часто не позволяют обеспечить необходимое ограничение перенапряжений. Более глубокое снижение перенапряжений требует уменьшения нелинейного последовательного сопротивления, что приводит к существенному увеличению сопровождающих токов. Включение нелинейных сопротивлений на рабочее напряжение без искровых промежутков оказывается невозможным вследствие большого тока через нелинейное сопротивление при фазном напряжении. Применение искровых промежутков вызывает дополнительные трудности, связанные с необходимостью уменьшения сопровождающего тока до величины надежно отключаемой промежутками.

Значительное улучшение защитных характеристик разрядников может быть достигнуто при отказе от использования искровых промежутков. Это оказывается возможным в ОПН при использовании резисторов с резко нелинейной вольт-амперной характеристикой. Выполненные на основе окиси цинка варисторы отвечают этим требованиям и применяются в ограничителях перенапряжений. Высоконелинейные оксидно-цинковые варисторы в настоящее время выпускаются в виде дисков диаметром 28 мм и высотой 8 мм. Разработаны также варисторы увеличенного диаметра (45, 60 и 85 мм) и, соответственно, большей пропускной токовой способности; однако, серийный выпуск их в России еще не налажен. ОПН комплектуется из большого числа последовательно и параллельно соединенных оксидно-цинковых варисторов. Число последовательно соединенных в колонку варисторов и число параллельных колонок в ограничителе перенапряжений определяется номинальным напряжением сети и зависит от требований к защитному уровню напряжения и пропускной способности ограничителей по току.

Пропускная способность ОПН и характер их повреждения зависят от амплитуды и длительности протекающего через них тока. При импульсах тока большой длительности, характерных для коммутационных перенапряжений, наблюдается существенный нагрев ОПН, в результате таких воздействий может происходить проплавление в варисторах сквозных отверстий и их разрушение при токах с амплитудой 80—120 А. При кратковременных импульсах тока, характерных для грозových перенапряжений, варисторы не разрушаются даже при воздействии импульсов с амплитудой

1000—1500 А. Дальнейшее увеличение тока может приводить к их перекрытию по боковой поверхности, однако ток перекрытия может быть значительно увеличен, если покрыть боковую поверхность варисторов специальным изоляционным лаком или залить колонку варисторов полимерным компаундом.

Для классов напряжения от 3 до 110 кВ принято следующее условное буквенно-числовое обозначение ОПН:



На рис. 5.77 приведена конструкция ограничителя ОПН-П1-110-УХЛ1. Активная часть ОПН состоит из последовательно соединенных оксидно-цинковых резисторов 4, размещенных в полимерной покрышке 3, которая представляет собой стеклопластиковую трубу с нанесенной на нее защитной ребристой оболочкой из кремнийорганической резины. Сверху покрышка закрыта фланцем 1, на котором крепится экран 2, пред-

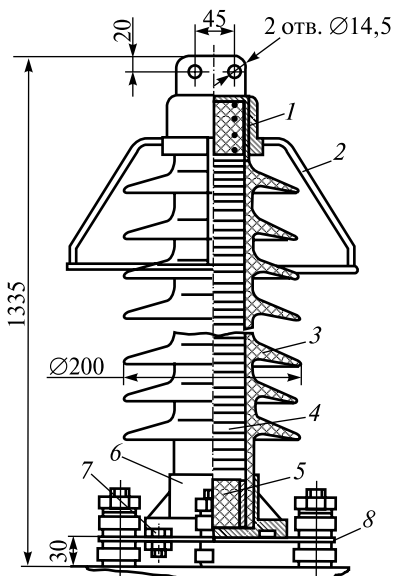
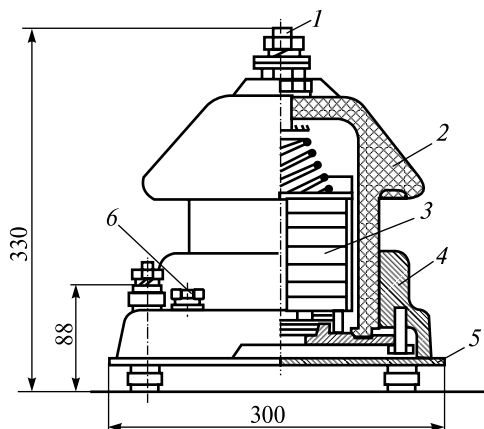


Рис. 5.77. Ограничитель перенапряжений ОПН-П1-110

назначенный для выравнивания электромагнитного поля и защиты полимерной крышки от перекрытия по наружной поверхности. Нижний фланец 6 крепится на основании 8. Внутри фланца находится полимерный композит. Заземление разрядника осуществляется с помощью болта 7, закрепленного на основании.

Ограничители перенапряжений на класс напряжения 3,3 кВ постоянного тока выполняются в фарфоровых покрышках. Они имеют ряд преимуществ перед разрядниками: низкий защитный уровень для всех видов перенапряжений; высокая удельная энергоемкость; малые габариты и масса.

Пример условного обозначения такого ограничителя:



Конструкция *ограничителя ОПН-3,3-О1* приведена на рис. 5.78. Активная часть ОПН представляет собой блок резисторов 3 из четырех параллельных колонок. Блок оксидно-цинковых резисторов размещен в герметизированной фарфоровой покрышке 2. Верх-

Рис. 5.78. Ограничитель перенапряжений ОПН-3,3

ним контактным болтом 1 ОПН присоединяется к токоведущим частям электроустановки, нижний контактный болт 6 служит для заземления фланца 4. Основание 5 покрывки имеет взрывопредохраняющее устройство, которое при повреждении внутри ограничителя исключает повышение давления до значений, вызывающих взрыв фарфоровой покрывки.

5.20. Выбор коммутационной аппаратуры электроустановок

Выбор высоковольтных выключателей производится по конструктивному выполнению и месту установки (наружная или внутренняя), по номинальным напряжению и току согласно условиям:

$$\begin{aligned} U_{\text{ном}} &\geq U_{\text{раб}}; \\ I_{\text{ном}} &\geq I_{\text{раб.макс}} \end{aligned} \quad (5.9)$$

Выбранный выключатель проверяется по току к.з.:

- 1) на динамическую стойкость:
 - по предельному периодическому току к.з.

$$I_{\text{пр.с}} \geq I_{\text{к}}, \quad (5.10)$$

где $I_{\text{пр.с}}$ — эффективное значение периодической составляющей предельного сквозного тока к.з., по каталогу, кА;

$I_{\text{к}}$ — ток к.з. определяемый по формуле (2.38), кА;

- по ударному току к.з.

$$i_{\text{пр.с}} \geq i_{\text{у}}, \quad (5.11)$$

где $i_{\text{пр.с}}$ — амплитудное значение предельного сквозного тока к.з. по каталогу, кА;

$i_{\text{у}}$ — ударный ток к.з., определяемый по формуле (2.15), кА;

- 2) на термическую стойкость

$$I_{\text{Т}}^2 t_{\text{Т}} \geq B_{\text{к}}, \quad (5.12)$$

где $I_{\text{Т}}$ — предельный ток термической стойкости по каталогу, кА;

$t_{\text{Т}}$ — время протекания тока термической стойкости по каталогу, с ($t_{\text{Т}} = 3; 4; 5; 8$ с);

$B_{\text{к}}$ — тепловой импульс тока к.з., определяемый по формуле (2.70), кА²·с;

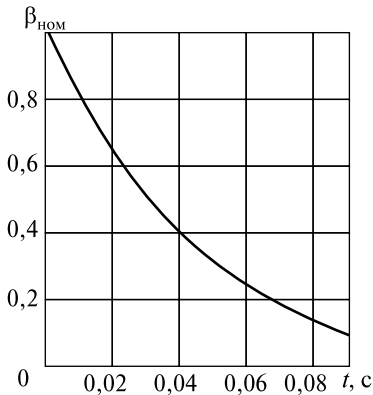


Рис. 5.79. Зависимость относительной аperiodической составляющей тока к.з. от времени

i_{at} — аperiodическая составляющая тока к.з. в момент расхождения контактов выключателя, кА.

Если время отключения выключателя превышает 0,1 с, то выражение (5.14) можно упростить:

$$\sqrt{2} I_{\text{ном.откл}} \geq \sqrt{2} I_K, \quad (5.15)$$

т.е. (5.14) трансформируется в выражение (5.13).

Выбор разъединителей, выключателей нагрузки, отделителей производится по конструктивному выполнению, количеству заземляющих ножей и месту установки (наружная или внутренняя), по номинальному напряжению и току согласно условию (5.9). Выбранные аппараты проверяются по току к.з. согласно условиям (5.11) и (5.12).

Короткозамыкатели не имеют номинального тока, так как нормально они отключены и выбираются по тем же условиям, что и другие коммутационные аппараты, исключая выбор по номинальному току. Проверяются короткозамыкатели по условиям (5.11) и (5.12).

Пример 5.1. Выбрать и проверить коммутационные аппараты РУ-110 кВ при максимальном рабочем токе 800 А. Расчетные параметры режима к.з. принимаются из табл. 2.3. Время отключения к.з. принимается 0,7 с.

3) по отключающей способности:
— по номинальному периодическому току отключения

$$2 I_{\text{ном.откл}} \geq I_K, \quad (5.13)$$

где $I_{\text{ном.откл}}$ — номинальный ток отключения выключателя по каталогу, кА;

I_K — ток к.з., определяемый по формуле (2.38), кА;

— по полному току отключения

$$\sqrt{2} I_{\text{ном.откл}} (1 + \beta_{\text{ном}}) \times (\sqrt{2} I_K + i_{at}), \quad (5.14)$$

где $\beta_{\text{ном}}$ — номинальное относительное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе (определяется по кривой на рис. 5.79);

Тепловой импульс B_K определяется по формуле (2.70):

$$B_K = I_K(t_{\text{откл}} + T_a) = 4,17^2 (0,7 + 0,05) = 13,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Расчет $I_T^2 t_T$ (кА²·с) для:

МКП-110М	$20^2 \cdot 3 = 1200$;
РНДЗ-2-110/1000	$31,5^2 \cdot 3 = 2970$;
ОД-110/1000	$31,5^2 \cdot 3 = 2970$;
КЗ-110	$20^2 \cdot 3 = 1200$.

Выбор и проверка аппаратуры сведены в табл. 5.2.

Таблица 5.2

Выбор и проверка аппаратов РУ-110 кВ

Тип аппарата	Соотношение каталожных (числитель) и расчетных (знаменатель) данных					
	$\frac{U_{\text{ном}}}{U_{\text{раб}}}$, кВ	$\frac{I_{\text{ном}}}{I_{\text{раб.макс}}}$ А	$\frac{I_{\text{ном.откл}}}{I_K}$ кА	$\frac{I_{\text{пр.с}}}{I_K}$, кА	$\frac{i_{\text{пр.с}}}{i_y}$, кА	$\frac{I_T^2 t_T}{B_K}$, кА ² ·с
Выключатель МКП-110М	$\frac{110}{110}$	$\frac{1000}{800}$	$\frac{20}{4,17}$	$\frac{20}{4,17}$	$\frac{52}{10,7}$	$\frac{1200}{13,1}$
Разъединитель РНДЗ-2- 110/1000	$\frac{110}{110}$	$\frac{1000}{800}$	—	—	$\frac{80}{10,7}$	$\frac{2970}{13,1}$
Отделитель ОД-110/1000	$\frac{110}{110}$	$\frac{1000}{800}$	—	—	$\frac{80}{10,7}$	$\frac{2970}{13,1}$
Короткозамы- катель КЗ-110	$\frac{110}{110}$	—	—	$\frac{20}{4,17}$	$\frac{51}{110,7}$	$\frac{1200}{13,1}$

Глава 6. ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ

6.1. Главные схемы электрических соединений подстанций

В современных условиях для обеспечения надежности и экономичности электроснабжения потребителей необходима совместная работа большого числа электростанций, подстанций и связывающих их электрических сетей разных напряжений. При этом электрические схемы станций и подстанций должны обеспечивать соединение их отдельных элементов достаточно просто, надежно и удобно. В условиях эксплуатации подстанций возникает необходимость изменения схемы при выводе оборудования в ремонт, ликвидации аварий. Чтобы можно было производить эти изменения электрических схем, их элементы — трансформаторы, шины распределительных устройств (РУ), воздушные и кабельные линии — соединяют друг с другом посредством коммутационных аппаратов.

Главной схемой электрических соединений или схемой первичной коммутации называют схему электрических соединений основного электрооборудования, к которому относятся распределительные устройства, трансформаторы силовые и измерительные, реакторы, коммутационные аппараты и соединяющие их проводники. Для главных схем подстанций определяющими факторами являются местоположение подстанции в энергосистеме и ее назначение, мощность, перерабатываемая на подстанции и проходящая через нее транзитом, количество и мощность трансформаторов и отходящих линий, уровни их напряжений, категории потребителей, которые питаются по этим линиям.

По способу начертания главные схемы подстанций подразделяют на многолинейные, на которых показывают все фазы электроустановки и нулевой провод, и однолинейные, на которых изображают только одну фазу, остальные ввиду их аналогичности не показывают. Графическое изображение однолинейных схем значительно проще, при этом повышается наглядность и запоминаемость

таких схем. Однолинейные схемы составляют для всей электроустановки, но те участки схемы, где по фазам есть отличия, изображают многолинейными.

Выбранная схема электроустановки должна отвечать ряду требований:

- обеспечивать надежность электроснабжения потребителей;
- осуществлять эксплуатацию с минимальными затратами средств и расходов материалов;
- обеспечивать безопасность и удобство обслуживания;
- исключать возможность ошибочных операций персоналом в процессе срочных переключений.

Выполнение последнего условия затрудняется при очень сложной схеме электроустановки, однако значительное упрощение схемы может вызвать трудности по выполнению первого условия в отношении надежности электроснабжения. Железнодорожные потребители в основном относятся к первой и второй категориям потребителей и для их питания используют чаще трансформаторные подстанции с двумя трансформаторами, один из которых может быть резервным. Для электроснабжения потребителей третьей категории применяют схемы с одното трансформаторными подстанциями.

Однолинейная схема одното трансформаторной подстанции с первичным напряжением 10 кВ и вторичным 0,4 кВ приведена на рис. 6.1. Подстанция получает питание по воздушной линии 10 кВ. На вводе подстанции W установлен разъединитель QS и предохранитель FU1, который защищает трансформатор Т от токов к.з. и длительных перегрузок, опасных для трансформатора. От атмосферных перенапря-

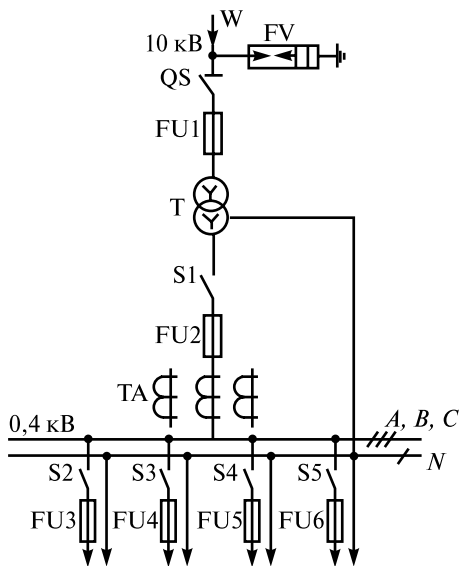


Рис. 6.1. Схема одното трансформаторной подстанции с первичным напряжением 10 кВ

жений, набегающих на подстанцию по воздушной линии, она защищается разрядником FV. РУ-0,4 кВ имеет одинарную систему сборных шин, на которую напряжение подается от трансформатора Т. На вводе в РУ-0,4 кВ установлен рубильник S1, предохранитель FU2 и трансформатор тока ТА. Так как трансформаторы тока могут устанавливаться не на всех фазах, то эта часть схемы показана в трехфазном изображении во избежание неясностей. Нулевой провод от нейтрали трансформатора до нейтральной шины *N* показывают отдельно. От сборных шин 0,4 кВ отходят линии потребителей, на которых установлены рубильники (пакетные выключатели) S2—S5 и предохранители FU3—FU6. Конструкция и описание такой подстанции показаны ниже в параграфе 6.3 на рис. 6.21. Как видно из рис. 6.1, схема подстанции очень проста, ее элементы не резервируются и в случае отказа или повреждения любого из них часть потребителей или все (при повреждении трансформатора) остаются без электроэнергии. Такой недостаток в значительной степени устраняется при использовании подстанций с двумя трансформаторами.

Однолинейная схема двухтрансформаторной подстанции с первичным напряжением 10 кВ и вторичным напряжением 0,4 кВ показана на рис. 6.2. В РУ-10 кВ подстанции принята одинарная секционированная на две секции двумя разъединителями QS3 и QS4 система сборных шин. Вводы подстанций W2 и W3, которые снабжают электроэнергией потребители второй и третьей категорий, для удешевления и упрощения обслуживания могут выполняться на выключателях нагрузки QW3 и QW4 с заземляющими ножами. На отходящих линиях W1 и W4 и присоединениях понижающих трансформаторов устанавливают выключатели нагрузки QW1, QW2, QW5, QW6 в комплекте с предохранителями FU2, FU3, FU4, FU5. При этом предохранители целесообразно устанавливать перед выключателями нагрузки, считая по направлению тока. На вводах применяются выключатели нагрузки ВНЗ-16 с заземляющими ножами, на отходящих линиях и трансформаторах — ВНПЗ-17. Для учета электроэнергии, отпускаемой потребителям по линиям W1 и W4, предусмотрены счетчики, подключаемые к трансформаторам тока ТА1 и ТА2 и к трансформаторам напряжения TV1 и TV2, которые присоединяются к шинам через разъединители QS2 и QS5 с заземляющими ножами типа РВЗ-10. Защищаются от токов к.з. TV1 и TV2 предохранителями FU1 и FU6. Заземление каждой секции сборных шин пре-

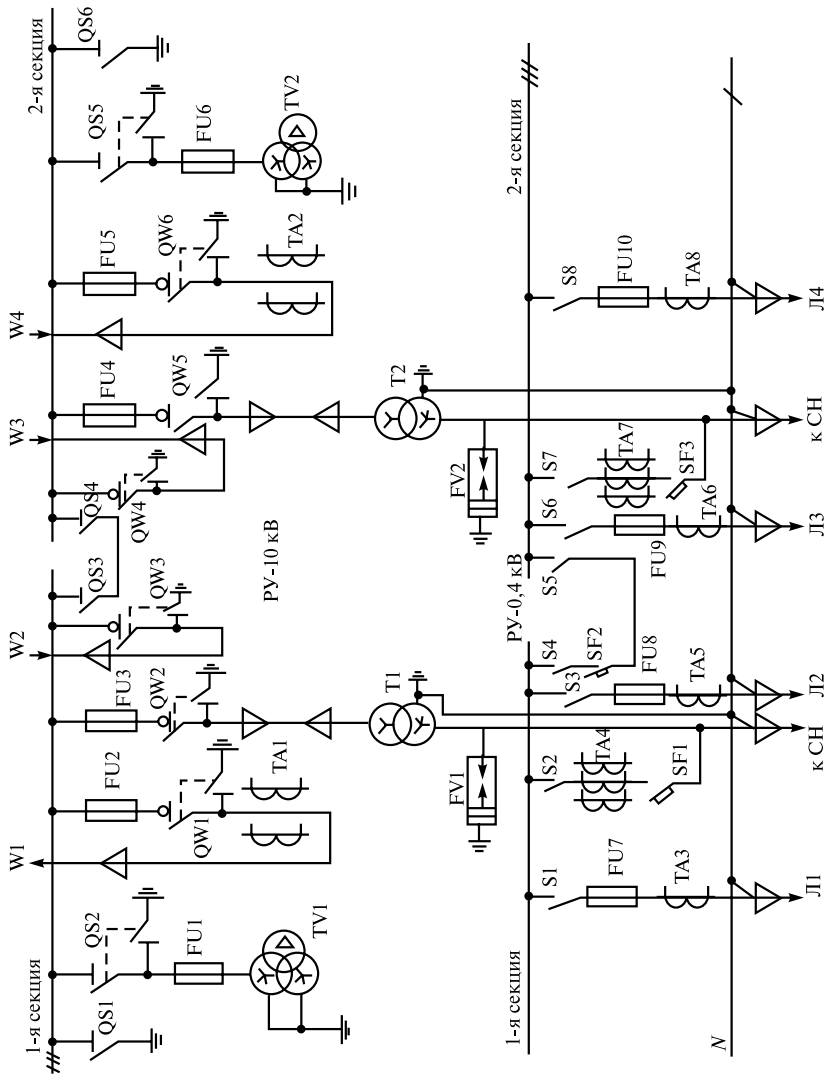


Рис. 6.2. Схема двухтрансформаторной подстанции с первичным напряжением 10 кВ

дусматривается заземляющими разъединителями QS1 и QS6 типа РВ-10. При наличии воздушных линий 10 кВ должна быть предусмотрена установка разрядников РВО-10, подключаемых к секциям шин через разъединители QS2 и QS5 и устанавливаемых в ячейках трансформаторов на пражения.

Распределительное устройство 0,4 кВ выполняется из щитов серии ЩО-70, которые в зависимости от назначения комплектуются различными аппаратами, рассчитанными на широкий диапазон токов. В РУ-0,4 кВ принята одинарная секционированная автоматическим выключателем SF2 и рубильниками S4 и S5 на две секции система сборных шин. Питание каждой секции осуществляется от своего трансформатора T1 и T2, подключенного к шинам через автоматические выключатели SF1 и SF3 и рубильник S2 и S7. К трансформаторам тока ТА4 и ТА7 подключаются амперметры и счетчики активной и реактивной энергии. При отдельной работе секций шин предусмотрено автоматическое включение резерва (АВР), которое осуществляется включением межсекционного автоматического выключателя SF2 (нормально он отключен) при отключении трансформатора T1 или T2. При отсутствии АВР секционирование выполняют рубильниками. Разрядники FV1 и FV2 типа РВН-0,5 для защиты трансформаторов от перенапряжения устанавливают только при наличии воздушных линий 0,4 кВ. В цепи каждого присоединения линий устанавливаются рубильники S1, S3, S6, S8 и предохранители FU7—FU10 (возможно применение автоматических выключателей). К трансформаторам тока ТА3, ТА5, ТА6, ТА8 подключаются амперметры и, при необходимости, счетчики электроэнергии. Питание собственных нужд (СН) подстанции выполняется от специальной шины, на которую оно поступает по вводам 0,4 кВ от трансформаторов T1 и T2.

Конструкция и описание такой подстанции показаны ниже на рис. 6.20 в параграфе 6.3.

Однолинейная схема двухтрансформаторной подстанции с первичным напряжением 35 кВ представлена на рис. 6.3. Электроэнергия подается на подстанцию по двум вводам W2 и W3 от районной или тяговой подстанции и поступает на одинарную, секционированную выключателем Q5 систему сборных шин РУ-35 кВ. На каждом вводе установлены многообъемные масляные выключатели Q2 и Q3

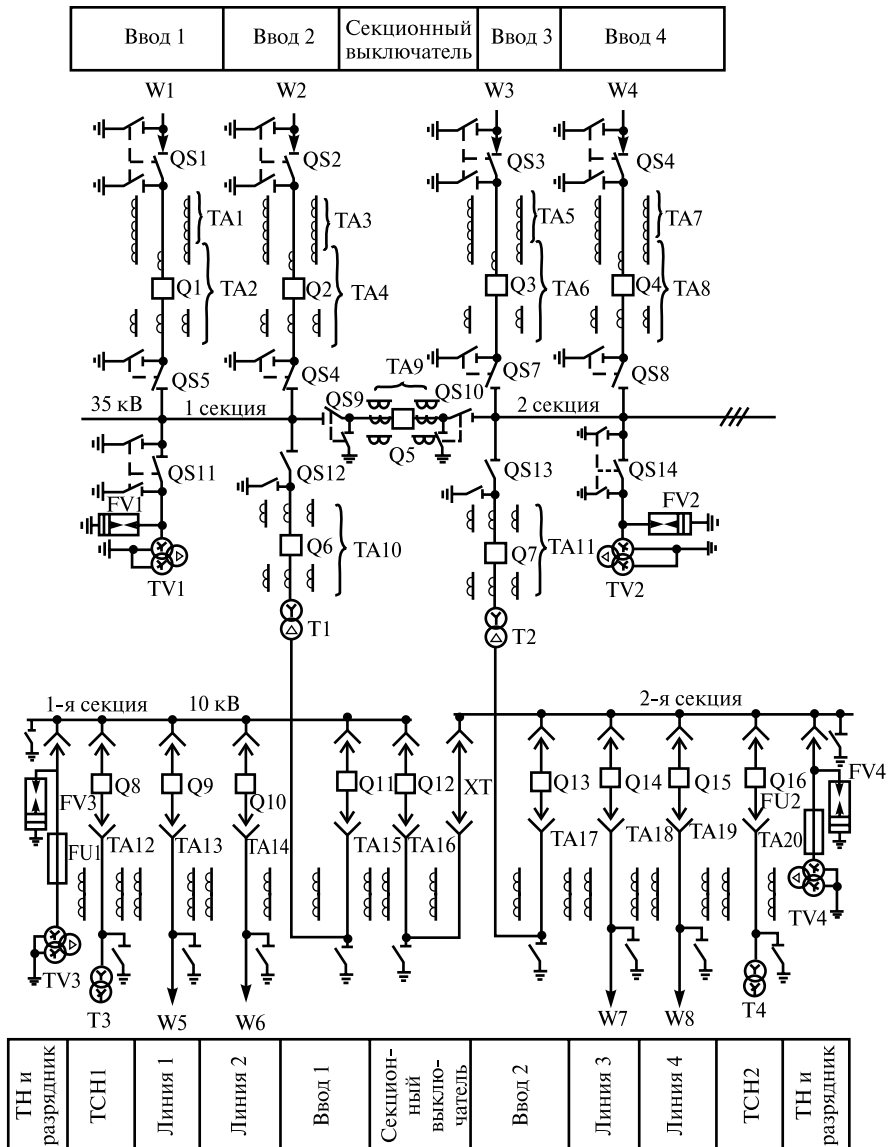


Рис. 6.3. Схема двухтрансформаторной подстанции с первичным напряжением 35 кВ

типа С-35М-630 со встроенными трансформаторами тока ТА4 и ТА6 типа ТВ-35. Для подключения счетчиков коммерческого расчета применяют трансформаторы тока ТА3 и ТА5 (комплект из двух трансформаторов имеет один номер) типа ТФ3М-35А. К линиям W2 и W3 выключатели Q2 и Q3 подключаются линейными разъединителями с двумя заземляющими ножами QS2 и QS3 типа РНДЗ-2-35 (РДЗ-2-35), а к секциям шин — шинными разъединителями QS6 и QS7 типа РНДЗ-1-35 (РДЗ-1-35). Секционный выключатель Q5 подключается к секциям шин с помощью секционных разъединителей QS9 и QS10 типа РНДЗ-1-35 (РДЗ-1-35). Разъединители с двух сторон выключателя ввода или секционного позволяют обеспечить видимый разрыв и соответственно безопасность производства ремонтных работ на выключателях и трансформаторах тока.

В отдельных случаях через РУ-35 кВ осуществляется транзит электроэнергии: по линиям W1 и W4 получают питание смежные подстанции 35 кВ. На линиях W1 и W4 установлено такое же оборудование, как и на W2 и W3.

К каждой секции РУ-35 кВ подключается понижающий трансформатор Т1 и Т2 через выключатели Q6 и Q7 со встроенными трансформаторами тока ТА10 и ТА11 и разъединители QS12 и QS13 с одним заземляющим ножом, позволяющие отделить выключатель от секции при ремонте.

Трансформаторы напряжения TV1 и TV2 типа ЗНОМ-35 и разрядники FV1 и FV2 типа РВС-35 присоединяются к секциям шин через разъединители QS11 и QS14, которые имеют заземляющие ножи для заземления TV и FV при ремонте и ножи для заземления секций шин. Понижающие трансформаторы Т1 и Т2 могут работать как параллельно на шины РУ-10 кВ, так и отдельно (отключен секционный выключатель Q12) или поочередно (один в работе, второй в резерве) с возможностью автоматического включения резервного трансформатора (АВР).

При мощности понижающих трансформаторов до 4000 кВ·А и сравнительно небольших токах к.з. в РУ 35 кВ применяют схемы с выхлопными предохранителями типа ПВТ.

Схема РУ-10 кВ предусматривает использование одинарной секционированной выключателем системы сборных шин. Размещают оборудование РУ в закрытых помещениях или шкафах наружной установки. В обоих случаях используют комплектные устройства,

состоящие из шкафов или камер, в которых размещаются выключатели и трансформаторы тока. Приведенная на рис. 6.3 схема РУ-10 кВ с выключателями Q8—Q16, установленными на выкатных тележках, позволяет обходиться без разъединителей. На каждом присоединении РУ используются стационарные заземляющие ножи, обеспечивающие безопасность ведения работ внутри шкафов. От шин 10 кВ отходят четыре линии, питающие потребителей. Потребители первой категории для надежного электроснабжения получают питание по двум линиям, отходящим от разных секций шин. При отключении или повреждении одной линии или одной секции потребитель будет получать энергию по другой линии от второй секции. Одиночная линия может быть использована для питания потребителей второй или третьей категории. Питание потребителей первой категории по такой одиночной линии возможно, если имеется резервное питание от другого источника питания. Для питания потребителей собственных нужд: релейной защиты, автоматики, телемеханики, цепей управления и сигнализации, освещения и электрического отопления, подогрева оборудования в зимнее время, а также проведения ремонтных работ предусмотрена установка двух трансформаторов собственных нужд (ТСН) Т3 и Т4 мощностью 63—160 кВ·А. ТСН присоединяются к шинам через выключатели Q8 и Q16. Трансформаторы тока ТА12 и ТА20 используются для подключения релейных защит. Учет энергии, расходуемой на собственные нужды подстанции, ведется со стороны вторичного напряжения ТСН.

К секциям шин РУ-10 кВ присоединяются трансформаторы напряжения TV3 и TV4 типа НТМИ-10, защищаемые предохранителями FU1 и FU2 типа ПКТ-10, и разрядники FV3 и FV4 типа РВП-10, защищающие изоляцию РУ-10 кВ от перенапряжений. Трансформатор напряжения и разрядник одной секции размещаются на общей выкатной тележке. Секционирование шин выполняется с помощью двух шкафов: в одном установлен секционный выключатель Q12 с трансформаторами тока ТА16; во втором — выдвигной элемент ХТ, выполняющий роль разъединителя.

Конструкция и описание такой подстанции представлены ниже на рис. 6.22, б в п. 6.3.

Однолинейная схема комплектной однотрансформаторной подстанции с первичным напряжением 110 кВ приведена на рис. 6.4, а ее конструктивное выполнение ниже — на рис. 6.22, а. От линии элек-

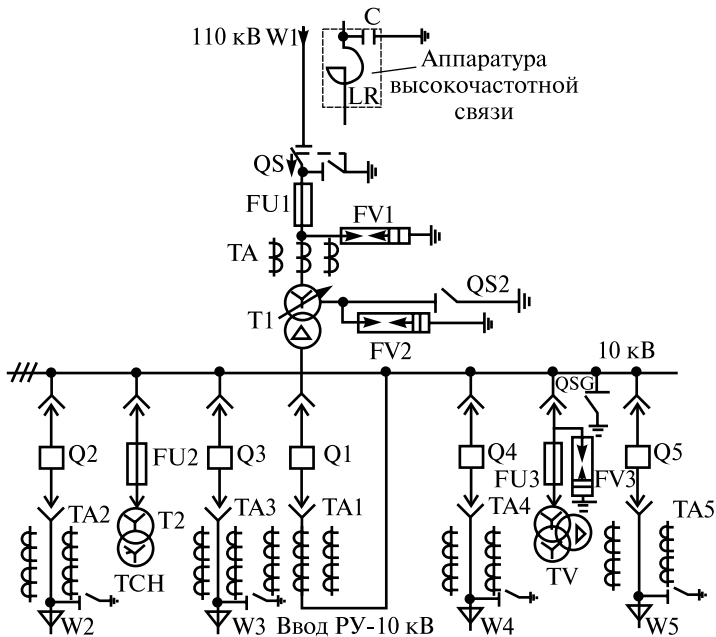


Рис. 6.4. Схема комплектной однитрансформаторной подстанции с первичным напряжением 110 кВ

тропередачи по вводу W1 электроэнергия напряжением 110 кВ поступает на трансформатор Т1 типа ТМН-2500/110, который защищается от токов к.з. предохранителем FU1 типа ПВТ-110 и разрядником FV1 типа РВС-110 — от перенапряжений. Разъединитель QS1 типа РНД3-1-110/630 служит для отключения трансформатора Т1 на холостом ходу при отключенном выключателе ввода РУ-10 кВ Q1 и для создания видимого разрыва цепи при ремонте и замене предохранителя FU1. На одной фазе ввода W1 установлена аппаратура высокочастотной связи, состоящая из заградительного реактора LR, не пропускающего высокочастотные токи связи за пределы линии, и конденсатора С, через который токи связи попадают на приемопередающую аппаратуру. Нейтраль первичной обмотки трансформатора обычно заземляется разъединителем QS2 типа РНД-35, при работе системы напряжением 110 кВ с изолированной нейтралью заземление осуществляется через разрядник FV2, состоящий из последовательно соединенных разрядников типа РВС-35 и РВС-15.

РУ-10 кВ имеет одинарную несекционированную систему сборных шин, от которой потребители получают электроэнергию по четырем линиям W2, W3, W4 и W5 с выключателями Q2, Q3, Q4 и Q5 типа ВМП-10 или ВКЭ-10. Для подключения релейных защит, счетчиков электрической энергии и других измерительных приборов на каждой линии и на вводе установлены трансформаторы тока ТА1—ТА5. Питание обмоток напряжения измерительных приборов и реле осуществляется от трансформатора напряжения TV, подключенного к сборным шинам через высоковольтный контакт пальцевого типа. Разрядник FV3, защищающий изоляцию оборудования РУ-10 кВ от перенапряжений, и трансформатор напряжения TV располагаются на одной выкатной тележке. При ремонтных работах шины заземляются стационарным заземляющим ножом QSG, расположенном в высоковольтном шкафу трансформатора напряжения.

Такие подстанции используются для питания потребителей второй и третьей категории. Питание потребителей первой категории может осуществляться от данной подстанции при наличии резервного питания от другого источника. При необходимости питания потребителей первой категории от одной подстанции на ней надо устанавливать не менее двух трансформаторов, подключаемых к разным питающим линиям напряжением 110 кВ с помощью отделителей и короткозамыкателей. В районах с интенсивным гололедообразованием, где работа отделителей и короткозамыкателей недостаточно надежна, они заменяются выключателем.

Однолинейная схема РУ-110 кВ тупиковой и ответвительной подстанций показана на рис. 6.5. Питание на трансформаторы Т1 и Т2 поступает от линий электропередачи по вводам W1 и W2, на которых установлены разъединители QS1 и QS2 типа РНДЗ-2-110 с дистанционными приводами типа ПДН-1. Между вводами выполняется перемычка с двумя разъединителями QS3 и QS4; QS3 имеет привод ПДН-1, QS4 — ручной привод ПР-90. На первичной стороне трансформаторов Т1 и Т2 установлены разъединители QS5 и QS6, такие же как на вводах, быстродействующие отделители QR1 и QR2, дополненные короткозамыкателями QN1 и QN2. Встроенные трансформаторы тока ТА1 и ТА2 необходимы для подключения амперметра и релейных защит. Наличие перемычки с разъединителем QS3, имеющим дистанционное управление, позволяет обеспечить питание любого трансформатора по любому вводу. Второй разъединитель пере-

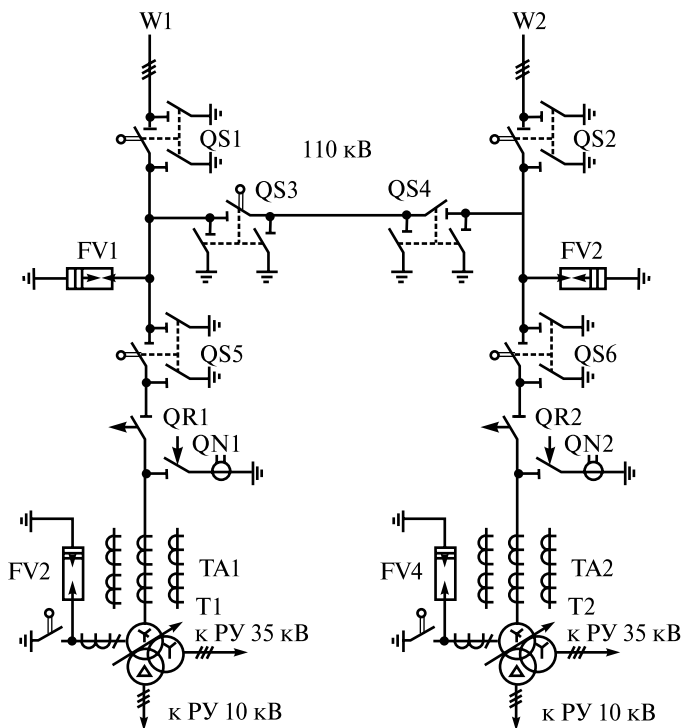


Рис. 6.5. Схема РУ 110 кВ тупиковой и ответвительной подстанций

мычки QS4 с ручным приводом используется при ремонте QS3 для создания видимого разрыва цепи, трансформатор T2 остается в работе, получая электроэнергию по вводу W2. Разрядники FV1 и FV2 типа PBC-110 защищают изоляцию РУ-110 кВ от перенапряжений.

Однолинейная схема РУ-110 кВ проходной подстанции, включаемой в рассечку линии 110 кВ, приведена на рис. 6.6. РУ-110 кВ имеет ремонтную и рабочую перемычки между вводами. Рабочая перемычка с выключателем Q типа МКП-110М со встроенными трансформаторами тока ТА2 типа ТВ-110 и разъединителями QS5 и QS6 типа РНДЗ-1-110, необходимыми для ремонта выключателя перемычки, используется для транзита электроэнергии энергосистемы. Разъединители QS1 и QS2 ремонтной перемычки нормально отключены, включаются они для обеспечения транзита электроэнергии при ремонте рабочей перемычки. К трансформаторам тока ТА1 типа

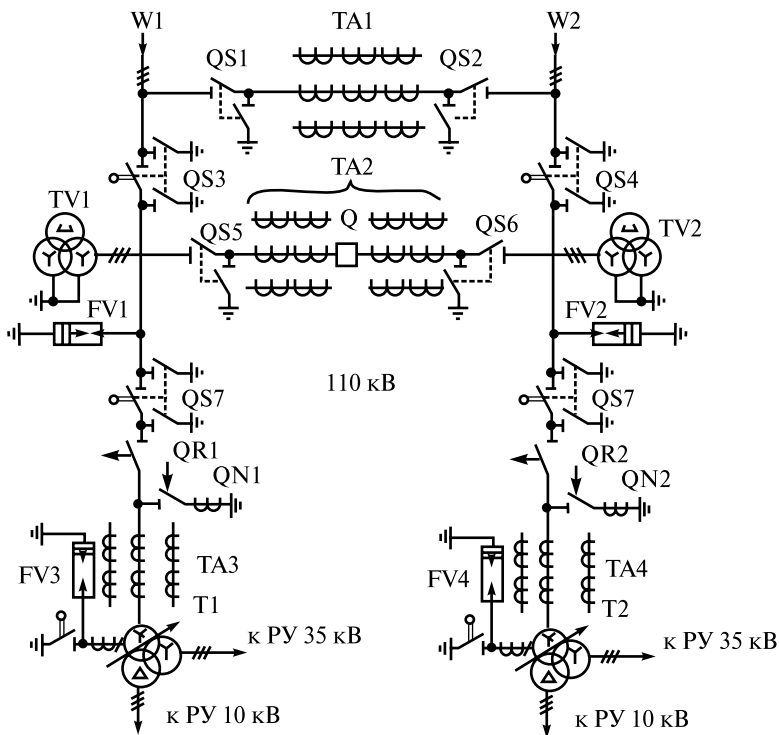


Рис. 6.6. Схема РУ 110 кВ проходной подстанции

ТФЗМ-110 подключаются приборы и реле, нормально получающие питание от ТА2 при переводе транзита энергии через ремонтную переемычку. Трансформаторы напряжения TV1 и TV2 типа НКФ-110 используются для питания обмоток напряжения измерительных приборов и реле. Схема РУ между рабочей переемычкой и трансформаторами такая же, как у рассмотренной выше ответвительной или конечной подстанции.

Аналогичная схема применяется для проходной подстанции 220 кВ.

6.2. Конструкции распределительных устройств

В зависимости от конструктивного выполнения распределительные устройства делятся на *внутренние* (закрытого типа) и *наружные* (открытого типа). Аппаратура внутренних РУ размещается в здании

ях и, следовательно, защищена от атмосферных осадков, ветра, резких изменений температуры, а также от пыли, вредных химических загрязнений. В наружных установках аппаратура устанавливается вне зданий, поэтому она требует защитных корпусов и кожухов для защиты от внешних воздействий, электрического подогрева в зимнее время. Однако наружные РУ характеризуются наглядностью расположения оборудования, хорошей обозреваемостью, снижением объема и срока строительно-монтажных работ, так как отпадает необходимость сооружения специальных помещений большого объема.

Распределительные устройства бывают *сборными*, если большая часть монтажных работ выполняется на месте установки, и *комплектными*, если они изготавливаются на специализированных заводах и поставляются на место установки в виде блоков, шкафов, панелей и ячеек.

Распределительные устройства любого типа должны отвечать требованиям безопасности, надежности, экономичности, ограничения аварий и возможности расширения.

Безопасность обслуживания РУ обеспечивается многими способами, из которых основными являются следующие:

- исключение возможности случайного прикосновения к частям, находящимся под напряжением, путем их ограждения или установкой на достаточной высоте;

- размещение оборудования таким образом, чтобы всегда была возможность визуально проверить отключенное положение разъединителей;

- выполнение проходов обслуживания с надлежащими размерами и необходимым количеством выходов;

- выполнение защитных заземлений;

- применение блокирующих устройств, исключающих возможность неправильных операций с коммутационными аппаратами, сигнализации положения аппаратов и режимов работы;

- централизация управления оборудованием со щита управления.

Надежность РУ необходима для бесперебойного электроснабжения и обеспечивается рядом условий, из которых важнейшими являются следующие:

- высокое качество и правильный выбор оборудования, необходимая коммутационная способность выключателей, электродинамическая и термическая стойкость аппаратов;

– высокое качество строительно-монтажных работ, широкое использование комплектных и блочных узлов и конструкций заводского изготовления, гарантирующего их качество;

– применение надежной быстродействующей защиты сборных шин РУ и присоединений к ним, использование устройств автоматики, позволяющих быстро восстановить электроснабжение в аварийной ситуации;

– высокая квалификация оперативного и ремонтного персонала, способствующая поддержанию надежности РУ в процессе эксплуатации.

Экономичность РУ определяется его стоимостью при условии решения требований безопасности и надежности, она достигается выбором наиболее дешевого варианта.

Ограничение аварий достигается путем ограждения оборудования от возможного действия на него дуги при отключении выключателя или при ошибочных операциях с разъединителями или пробое изоляции.

Возможность расширения РУ связана с перспективой развития электроустановки, для чего необходимо иметь резервную площадь помещений внутренних РУ для установки дополнительного оборудования.

Закрытые распределительные устройства (ЗРУ) выполняются на напряжение до 10 кВ включительно, что объясняется сравнительно малыми габаритами применяемых аппаратов, требующих небольших объемов здания и его стоимости. В этих условиях целесообразны ЗРУ, в которых аппараты защищены от непогоды и пыли, а обслуживание их удобнее. По мере повышения напряжения объем здания и стоимость строительной части РУ быстро увеличиваются.

В электроустановках до 1 кВ ЗРУ сооружаются в виде *распределительных щитов*, монтируемых из отдельных огражденных или полностью закрытых камер. Камера распределительного щита 380/220 В одностороннего обслуживания (рис. 6.7) на четыре отходящие кабельные линии 6 представляет собой металлическую сварную конструкцию с дверью 4, стойками 5 и поясами 1, 2 в верхней части. Внутри камеры на изоляторах смонтированы сборные шины 11 и рубильник 9, приводы которых выведены на стойки 5, а также предохранители 8 и трансформаторы тока 7, к которым

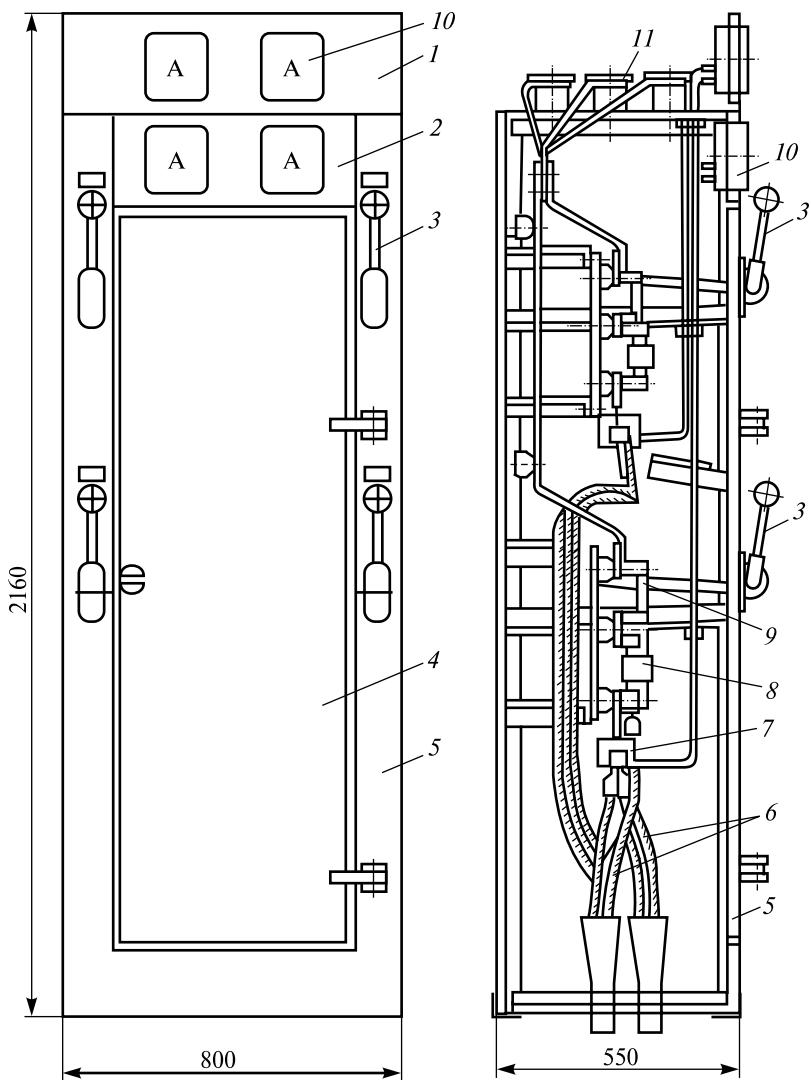


Рис. 6.7. Камера распределительного щита 380/220 В

подключаются амперметры *10*, установленные на поясах *1* и *2*. Управление рубильниками осуществляется путем поворота рукоятки *3* (на рис. 6.7 рукоятки находятся в верхнем положении — рубильники включены). Выпускаются также камеры двустороннего обслужи-

вания. Они не имеют дверей, доступ к аппаратуре осуществляется с задней стороны камеры, для чего необходим второй коридор обслуживания, что требует большей площади помещения.

Комплектные распределительные устройства (КРУ) внутренней установки на напряжение 6—10 кВ монтируются из ячеек различного назначения (вводных, отходящих линий, трансформаторов напряжения и др), выполненных в виде шкафов с соответствующим оборудованием.

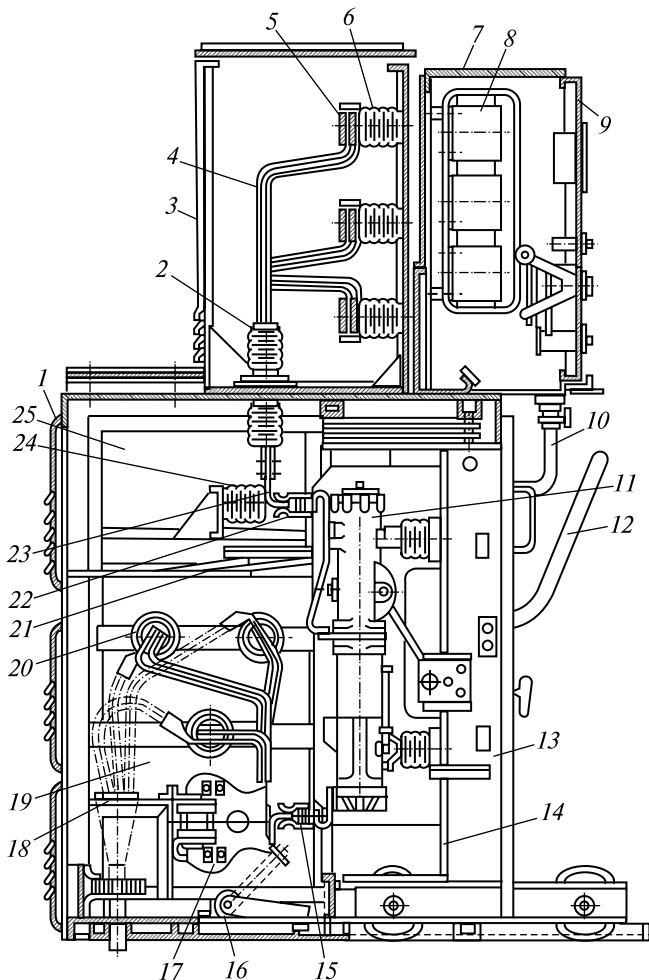


Рис. 6.8. Шкаф КРУ отходящей кабельной линии

Шкаф КРУ серии К-ХХУ1 отходящей кабельной линии показан на рис. 6.8. Он состоит из корпуса 1 с аппаратурой, стационарно закрепляемого на закладных деталях пола, и выдвижной тележки 14 с аппаратурой, которая может находиться в трех положениях:

– рабочем, при котором она полностью введена в корпус (как показано на рис. 6.8);

– контрольном, при котором она выдвинута настолько, что силовые контакты 22 и 15 разомкнуты, а вспомогательные — замкнуты, что позволяет опробовать выключатель 11 на включение и отключение при разомкнутой силовой цепи;

– ремонтном, при котором тележка полностью выведена из корпуса.

В корпусе имеется пять отсеков: сборных шин 3; верхних 25 и нижних 19 разъемных силовых контактов, отделенных перегородкой 21; выдвижной тележки 14 (отсек 13); релейной защиты и измерительных приборов 7. В отсеке 3 размещены сборные шины 5, закрепленные на опорных изоляторах 6; ошиновка 4, проходящая через проходные изоляторы 2 в отсек 25 и подключенная к неподвижным контактам 23 верхних разъемных контактов, закрепленных на изоляторах 24. В отсеке 19 находится кабельная воронка 18, трансформаторы тока 17, к выводам которых присоединены жилы кабеля на кабельных сборках 20. Вторые выводы трансформаторов тока являются неподвижными контактами нижних разъемных контактов. Заземляющий нож 16 служит для заземления трансформаторов тока 17 и кабельной линии. На выдвижной тележке 14 располагается выключатель 11 типа ВМП-10 с приводом и подвижные штепсельные контакты 15 и 22 пальцевого типа. В отсеке 7 размещена релейная аппаратура 8. Некоторые приборы и реле устанавливаются на дверце 9 этого отсека. Аппаратура отсека 7 соединяется с аппаратурой, размещенной на выдвижной тележке, гибким жгутом 10 со специальным многоконтактным разъемом. Рычаг 12 служит для доводки тележки в рабочее положение. На рисунке также видны ручки, с помощью которых выкатывают тележку, и кнопки управления выключателем.

Кроме шкафов серии КРУ, в ЗРУ используются камеры КСО (камеры сборные одностороннего обслуживания), которые имеют сетчатые двери для осмотра аппаратуры из коридора обслуживания. На рис. 6.9 приведена камера КСО-272 с выключателем нагрузки ВМП.

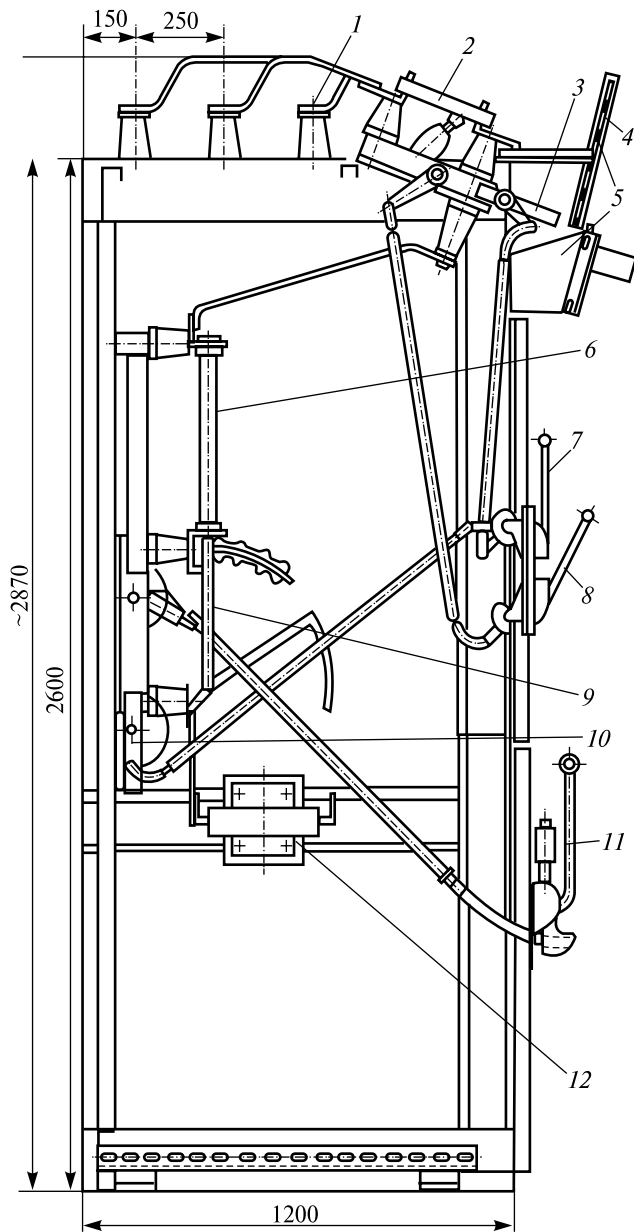


Рис. 6.9. Камера КСО-272 с выключателем нагрузки

Она представляет собой металлический шкаф, в котором размещены сборные шины 1 и шинный разъединитель 2 с приводом 8 и заземляющим ножом 3. Сетчатое ограждение 4 препятствует случайному касанию токоведущих частей персоналом со стороны коридора обслуживания. Светильник 5 создает необходимую освещенность при переключениях. Предохранители 6 установлены на изоляторах, закрепленных на раме. Выключатель нагрузки 9 с заземляющим ножом 10 управляется приводом 11. Заземляющие ножи 3 и 10 имеют общий привод 7. Трансформатор тока 12 используется для подключения амперметра и счетчиков. Камеры КСО-272 могут быть укомплектованы выключателями, трансформаторами напряжения и разрядниками, маломощными трансформаторами собственных нужд и др.

При сооружении ЗРУ должны выполняться требования, определенные Правилами устройства электроустановок (ПУЭ). Согласно этим Правилам здания и помещения ЗРУ и камеры трансформаторов должны быть I или II степени огнестойкости. ЗРУ напряжением до и выше 1 кВ, как правило, должны размещаться в отдельных помещениях. Расстояния от зданий ЗРУ до других производственных зданий подстанций должны быть не менее 7 м. Конструктивное выполнение ЗРУ зависит от системы шин, типа коммутационных аппаратов, воздушного или кабельного подвода питающих линий. В зависимости от числа присоединений ЗРУ камеры располагают в один или два ряда с коридором обслуживания между ними. Получили применение камеры со стальным каркасом и перегородками из асбоцементных и гипсолитовых плит, поддающихся резанию и сверлению. Камеры с аппаратами небольших размеров могут быть изготовлены полностью на заводе и доставлены к месту с установленными в них аппаратами, изоляторами и проводниками.

Более совершенным является процесс сооружения ЗРУ из готовых ячеек КРУ, поставляемых на место установки в полностью собранном виде с приборами для измерений, управления и релейной защиты. Ширина коридора обслуживания должна обеспечивать удобное обслуживание установки и перемещение оборудования, причем она должна быть не менее (считая в свету между ограждениями): 1 м при одностороннем расположении оборудования и 1,2 м при двустороннем расположении. В коридоре уп-

равления, где находятся приводы выключателей или разъединителей, указанные выше размеры должны быть соответственно не менее 1,5 и 2 м. При длине коридора до 7 м допускается уменьшение ширины коридора управления при двустороннем обслуживании до 1,8 м. Выходы из РУ должны выполняться: при длине РУ до 7 м — один выход; от 7 м до 60 м — два выхода по концам РУ; более 60 м — кроме выходов по концам РУ должны быть дополнительные выходы, расстояние до которых из любой точки коридора обслуживания было не более 30 м. Выходы могут быть наружу, на лестничную клетку или в другое производственное помещение. Двери из РУ должны открываться в направлении других помещений или наружу без ключа. Замки в дверях помещений РУ одного напряжения должны открываться одним ключом и должны быть самозапирающимися.

Минимальные изоляционные расстояния в воздухе для ЗРУ с напряжением от 3 до 220 кВ, обеспечивающие условия безопасности и удобство обслуживания, установлены ПУЭ.

Минимальное расстояние от токоведущих частей до заземленных конструкций $A_{\phi-з}$, а также между токоведущими частями разноименных фаз $A_{\phi-\phi}$ указаны на рис. 6.10 и в табл. 6.1. Установлены также минимальные расстояния от токоведущих частей до сплошных и сетчатых ограждений (размер В на рис. 6.11, а, 6.12 и в табл. 6.1).

Неогражденные проводники, относящиеся к различным цепям, расположенным с двух сторон коридора обслуживания, должны быть удалены друг от друга на расстояние не менее размера Γ (рис. 6.12), а расстояние от контактов и ножей разъединителей в

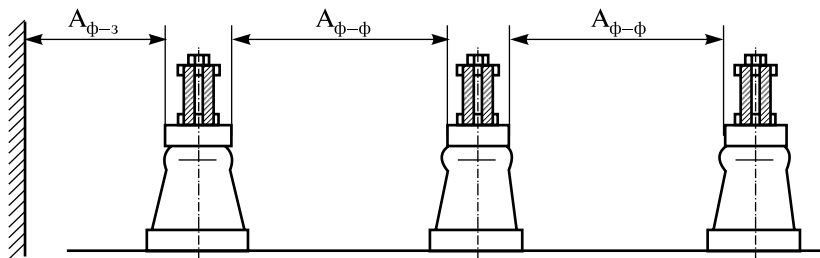


Рис. 6.10. Минимальные расстояния между фазами и между ними и заземленными частями ЗРУ

Наименьшее расстояние в свету от токоведущих частей до различных элементов ЗРУ

№ рис.	Наименование расстояний	Обозначения	Изоляционное расстояние, мм, для напряжения, кВ							
			3	6	10	20	35	110	150	220
6.10	От токоведущих частей до заземленных конструкций и частей зданий	A _{Ф-З}	65	90	120	180	290	700	1100	1700
6.10	Между проводниками разных фаз	A _{Ф-Ф}	70	100	130	200	320	800	1200	1800
6.11, а	От токоведущих частей до сплошных ограждений	Б	95	120	150	210	320	730	1130	1730
6.12	От токоведущих частей до сетчатых ограждений	В	165	190	220	280	390	800	1200	1800
6.12	Между неограженными токоведущими частями разных цепей	Г	2000	2000	2000	2200	2200	2900	3330	3800
6.11, б	От неограженных токоведущих частей до пола	Д	2500	2500	2500	2700	2700	34110	2700	4200
6.11, в	От неограженных выводов из ЗРУ до земли при выходе их на территорию ОРУ и при отсутствии проезда под выводами	Е	4500	4500	4500	4750	4750	5500	6000	6500
6.12	От контакта и нога разъединителя в отключенном положении до ошиновки, присоединенной ко второму контакту	Ж	80	110	150	220	350	900	1300	2000

отключенном положении до ошиновки своей фазы, присоединенной ко второму контакту, — не менее размера Ж. Неогражденные проводники, относящиеся к разным цепям и расположенные на высоте, превышающей размер Д (см. рис. 6.11, б), должны быть расположены друг от друга на расстоянии, обеспечивающем безопасное обслуживание при наличии напряжения в соседних цепях. Если высота расположения проводников ниже размера Д, они должны ограждаться. Высота прохода под ограждением должна быть не менее 1,9 м. Аппараты, у которых нижняя кромка фарфора изоляторов расположена над уровнем пола на высоте 2,2 м и более, разрешается не ограждать. При воздушных вводах в ЗРУ, не пересекаю-

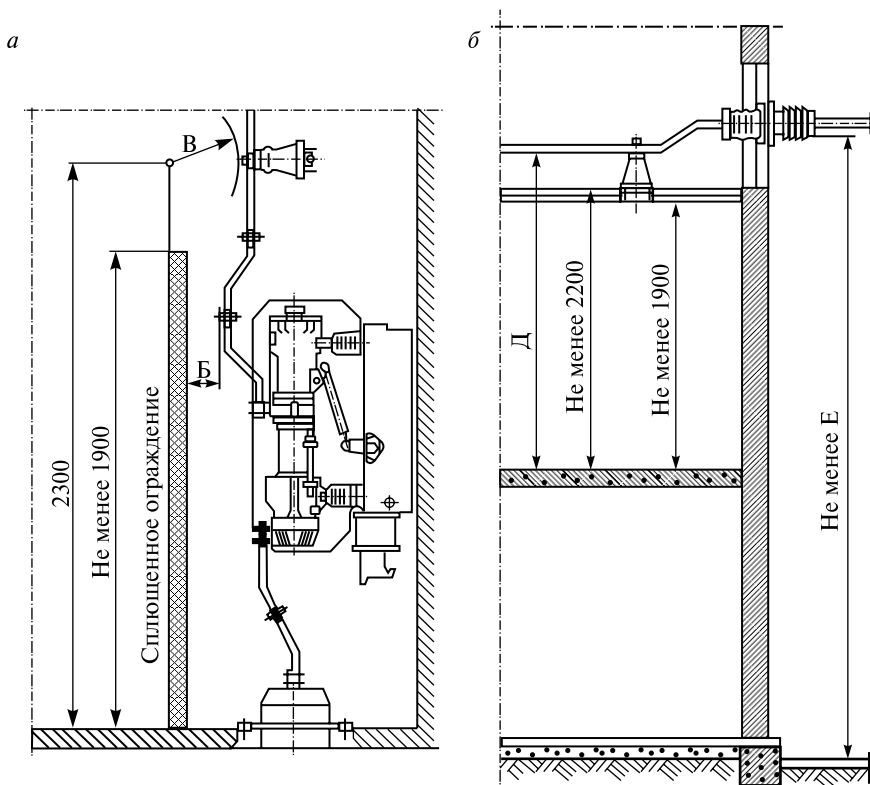


Рис. 6.11. Минимальные расстояния от токоведущих частей до сплошных ограждений (а), до поверхности земли (б)

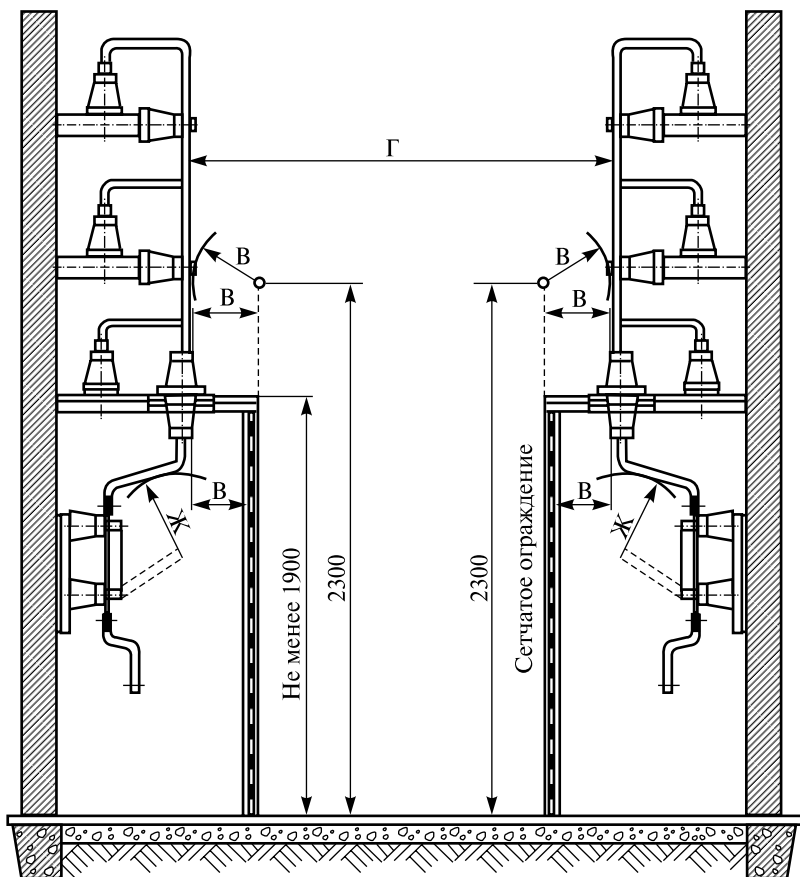


Рис. 6.12. Минимальные расстояния между токоведущими частями разных цепей и между ними и сетчатыми ограждениями

щих проездов транспорта, расстояние от низшей точки провода до поверхности земли должно быть не менее размера E (рис. 6.11, б), указанного в табл. 6.1. Расстояния от проводников до сплошных ограждений должно быть не меньше размера B (рис. 6.11, а).

Открытые распределительные устройства (ОРУ) на напряжение 35 кВ и выше выполняются, как и ЗРУ, в соответствии с требованиями ПУЭ. Территория ОРУ и подстанции должна быть ограждена внешним забором высотой 1,8—2 м. При расположении ОРУ на территории подстанции оно должно быть ограждено внутренним забо-

ром высотой 1,6 м. Заборы могут быть сплошными, сетчатыми или решетчатыми.

Токоведущие части (выводы, шины, спуски и т.п.) могут не иметь внутренних ограждений, если они расположены над уровнем планировки или уровнем сооружения, по которому могут ходить люди (например, плиты кабельных каналов) на высоте не менее размера Γ (табл. 6.2). Трансформаторы и аппараты, у которых нижняя кромка фарфора изоляторов расположена над уровнем планировки или уровнем сооружения на высоте не менее 2,5 м, разрешается не ограждать. Расстояние между соседними трансформаторами зависит от их мощности и допускается не менее 1,25 м, а между трансформатором и огнестойким зданием — не менее 0,8 м. Окна и двери в стене здания должны располагаться выше уровня крышки трансформатора. Минимальные расстояния в воздухе между токоведущими частями разноименных фаз и от токоведущих частей до заземленных конструкций $A_{\text{ф-ф}}$ и $A_{\text{ф-з}}$ (рис. 6.13) для ОРУ установлены несколько большими соответствующих расстояний для ЗРУ (см. табл. 6.2) с учетом неблагоприятных условий работы (дождь, снег, пыль и др.). Наибольшие расстояния от токоведущих частей до ограждений (рис. 6.14), до поверхности земли (рис. 6.15, а), до транспортируемого оборудования (рис. 6.16) и другие расстояния (рис. 6.17, 6.18) также увеличены. При многофазных к.з. гибкие

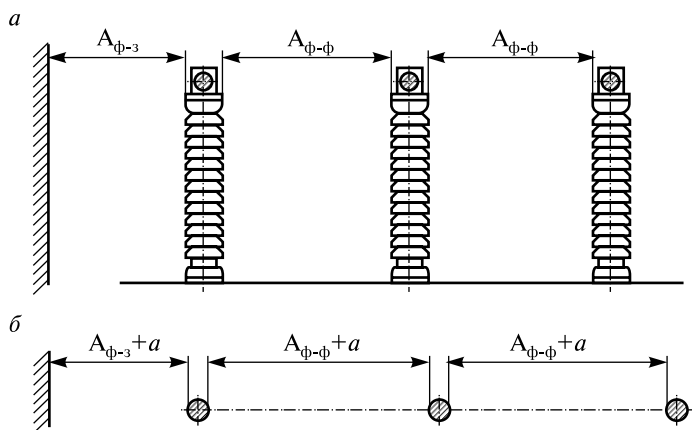


Рис. 6.13. Минимальные расстояния в ОРУ между жесткими (а) и гибкими (б) токоведущими частями и от них до заземленных конструкций

Наименьшее расстояние от токоведущих частей до различных элементов ОРУ (подстанции)

№ рис.	Наименование расстояний	Обозначения	Изоляционное расстояние, мм, для номинального напряжения, кВ							
			До 10	20	35	110	150	220	330	500
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
6.13, а 6.13, б 6.14	От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных	$A_{ф-з}$	200	300	400	900	1300	1800	2500	3750
6.13, а 6.13, б	Между проводниками разных фаз	$A_{ф-ф}$	220	330	440	1000	1400	2000	2800	4200
6.14 6.16 6.18, б	От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до расположенных внутренних ограждений высотой 1,6 м, до габаритов транспортного оборудования	Б	950	1050	1150	1650	2050	2550	3250	4500
6.15, б	Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях при обслуживаемой нижней цепи и неотключенной верхней	В	950	1050	1150	1650	2050	3000	4000	5000
6.15, а 6.18, в	От неогражденных токоведущих частей до земли или до кровли зданий при наибольшем провисании проводов	Г	2900	3000	3100	3600	4000	4500	5000	6450

Окончание табл. 6.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
6.15, б 6.17 6.18, а 6.18, в	Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях, а также между токоведущими частями разных цепей по горизонтали при обслуживании одной цепи и неотключенной другой, от токоведущих частей до внешней кромки внешнего забора, между токоведущими частями и зданиями или сооружениями	Д	2200	2300	2400	2900	3300	3800	4500	5750
6.18, б	От контакта и ножа разъединителя в отключенном положении до ошиновки, присоединенной ко второму контакту	Ж	240	365	485	1100	1550	2200	3100	4600

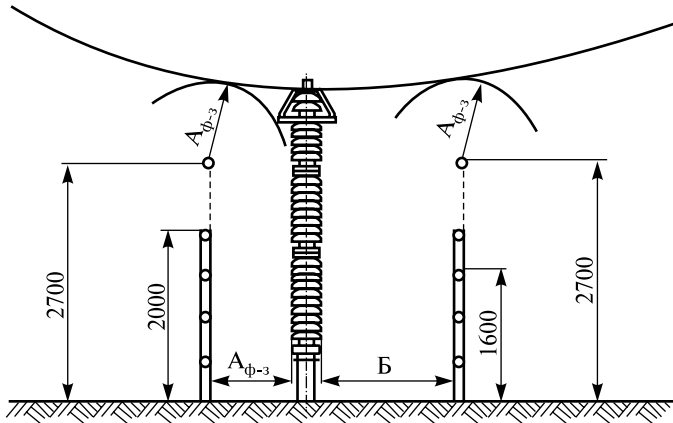


Рис. 6.14. Минимальные расстояния от токоведущих частей до постоянных ограждений

проводники разноименных фаз отклоняются от своего нормального положения, возникают качания и опасность недопустимого сближения и даже схлестывания проводников. Исходя из этого, расстояния между фазами, а также между проводами и заземленными конструкциями устанавливают с учетом наибольшего возможного отклонения гибких проводников при к.з. и ветре (см. рис. 6.13, б).

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых трансформа-

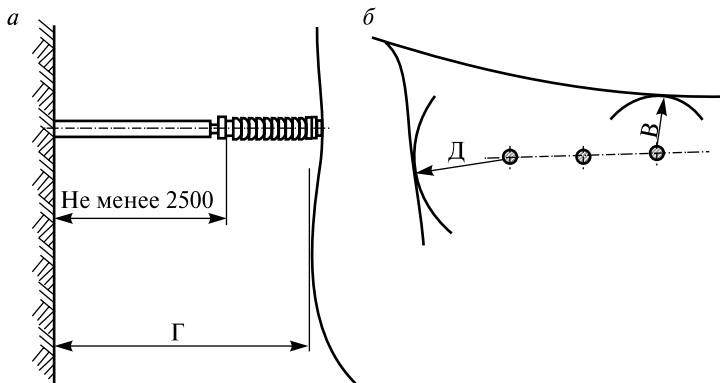


Рис. 6.15. Минимальные расстояния от неогражденных проводов до земли (а) и между проводниками разных цепей в ОРУ (б)

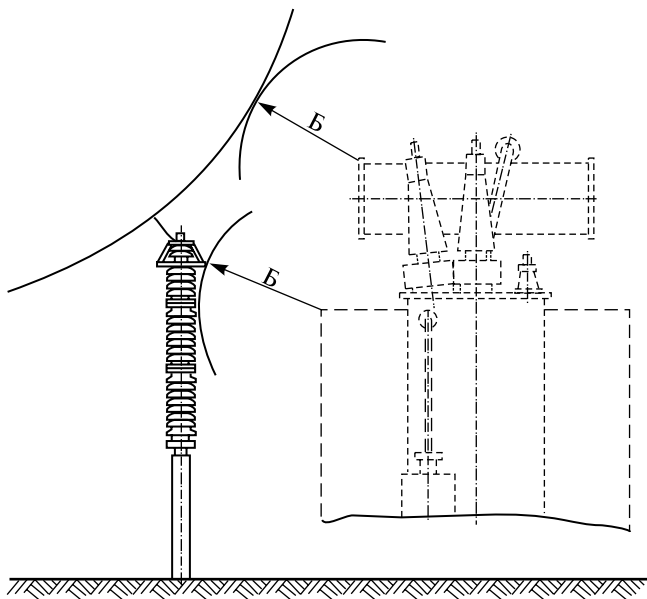


Рис. 6.16. Минимальные расстояния от токоведущих частей до транспортируемого оборудования

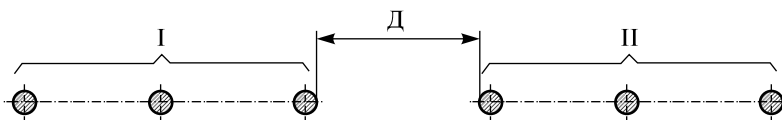


Рис. 6.17. Минимальные расстояния между токоведущими частями разных цепей в ОРУ

торов и баковых выключателей 110 кВ и выше должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

Габариты маслоприемника должны выступать за габариты единичного маслonaполненного электрооборудования. Объем маслоприемника трансформатора должен быть рассчитан на одновременный прием 100 % масла, содержащегося в его корпусе, маслоприемник баковых выключателей — на прием 80 % масла, содержащегося в одном баке. Маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара. Они выполняются в виде подземных трубопроводов или открытых кюветов и лотков.

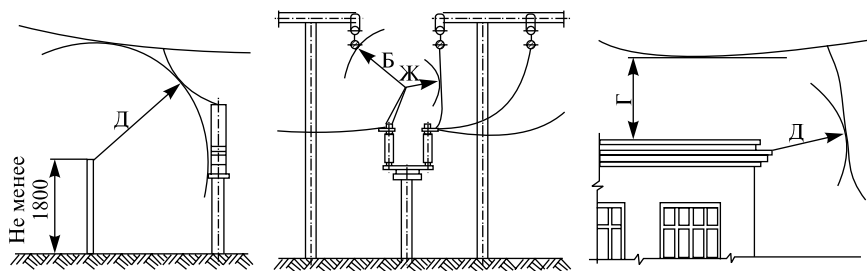


Рис. 6.18. Минимальные расстояния:

а — от токоведущих частей до верхней кромки внешнего ограждения ОРУ; *б* — от контактов и ножей разъединителей в отключенном положении до токоведущих частей; *в* — между токоведущими частями и зданием

Монтаж комплектных распределительных устройств наружной установки (КРУН) и комплектных трансформаторных подстанций (КТП) должен отвечать следующим требованиям:

- КРУН и КТП должны быть расположены на спланированной площадке на высоте не менее 0,2 м от уровня планировки с устройством около шкафов площадки для обслуживания;
- площадка обслуживания КТП и КРУН должна обеспечивать транспортировку трансформаторов и выкатных частей ячеек;
- КРУН и КТП должны иметь при необходимости устройства охлаждения и подогрева оборудования.

На рис. 6.19 показан разрез шкафа КРУН с воздушным вводом. Внутренняя часть шкафа разделена сплошными металлическими перегородками на пять отсеков: сборных шин 3, верхних разъемных силовых контактов 11, трансформаторов тока и нижних силовых контактов 9, выдвижной тележки 7, релейной защиты и измерительных приборов 4. Воздушный ввод подключается к проходным изоляторам 1, к которым внутри шкафа присоединена жесткая ошиновка, соединяющая изоляторы 1 с трансформаторами тока 10 (на фазах А и С) и с нижним силовым контактом 8 (на фазе В). Верхние силовые контакты 12 связаны с шинами 2 ошиновкой через проходные изоляторы, соединяющие электрически отсеки 11 и 3. В отсеке 4 находится откидной лист приборов 5. Штепсельный разъем 6 обеспечивает размыкание низковольтных цепей при выкатывании тележки с высоковольтным выключателем. Тележку можно выкатывать только при отключенном выключателе. После выкатывания тележки (на рис. 6.19 она выдвинута из шкафа) специальными што-

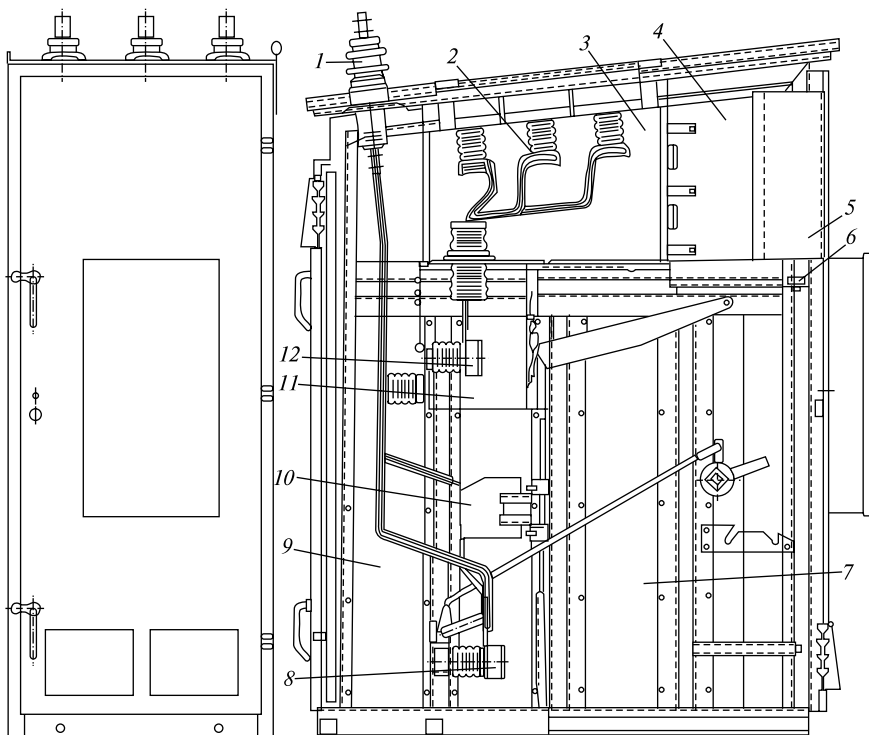


Рис. 6.19. Шкаф КРУН с воздушными вводами

рами автоматически закрываются верхний и нижний проемы для прохода подвижных и главных контактов. Применение КРУН позволяет сооружать РУ-6 и 10 кВ без здания, что значительно снижает стоимость сооружения и эксплуатации электроустановок. Конструктивное выполнение таких распределительных устройств на подстанциях 110/10 и 35/10 кВ показано ниже на рис. 6.22, а и б.

6.3. Конструкция трансформаторных подстанций

Конструктивное выполнение трансформаторных подстанций весьма разнообразно и зависит от многих исходных данных: назначения, места расположения, мощности, напряжения питающей сети и потребителей, которых питает подстанция, категории потребителей, конструктивного выполнения линий (кабельные или воздушные) и др.

На рис. 6.20 показана отдельно стоящая **закрытая трансформаторная подстанция (ЗТП)** 10 кВ с двумя трансформаторами 1 мощностью 630 кВ·А для питания маломощных потребителей железно-дорожных станций и узлов. Схема такой подстанции приведена в параграфе 6.1 на рис. 6.2. Подстанция имеет РУ-10 кВ, состоя-

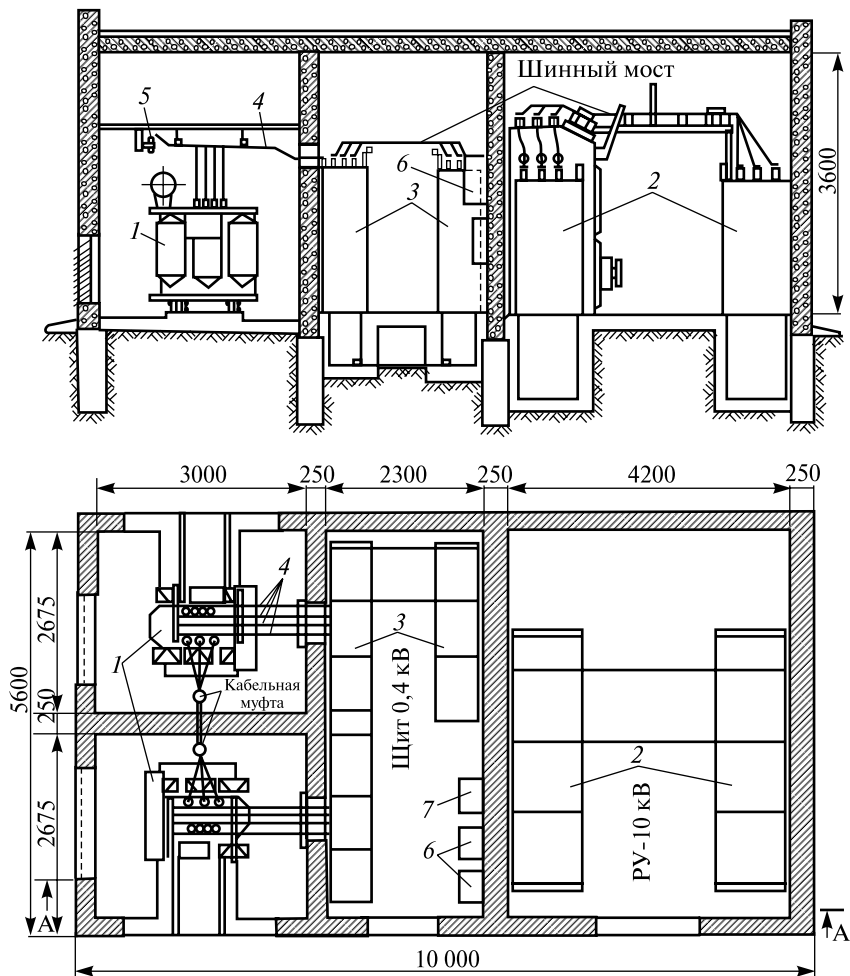


Рис. 6.20. Закрытая двухтрансформаторная подстанция с первичным напряжением 10 кВ

щее из камер 2 серии КСО, установленных в два ряда с одним коридором обслуживания. Распределительный щит 0,4 кВ выполнен из ячеек 3 серии ЩО-70 и расположен в помещении между отсеками трансформаторов и РУ-10 кВ. Соединение трансформаторов с РУ-0,4 кВ осуществляется шинным мостом 4 с плоскими шинами, которые проходят через проемы в стене, отделяющей помещения трансформаторов от помещения РУ-0,4 кВ. Соединение трансформаторов с РУ-10 кВ осуществляется кабелями. В помещении РУ-0,4 кВ предусматривается установка панели уличного освещения, групповые щитки электроосвещения, обогрева и вентиляция, щиты счетчиков линий и трансформаторов 6. Разрядники РВН 5 располагаются в помещениях трансформаторов и присоединяются к вводам 0,4 кВ. Если подстанция питает только кабельные линии 0,4 кВ, установка разрядников не требуется. Крепление оборудования и конструкций осуществляется с помощью дюбелей, болтов и электросварки к закладным деталям в стенах и полу, предусмотренным в строительной части подстанции.

Подстанции, показанной на рис. 6.2 и 6.20, можно присвоить в соответствии с типовым проектированием условное обозначение К-42-630М4:



Комплектные трансформаторные подстанции (КТП) поставляются заводами-изготовителями в полностью собранном виде, подготовленными для монтажа на месте установки. Они используются в постоянных и временных электроустановках железнодорожных, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, так как транспортабельны и просты для монтажа и демонтажа. КТП изготавливаются для *внутренней* (КТПВ) и *наружной* (КТПН) уста-

новки; они могут быть *закрытыми и открытыми*. В КТПВ и закрытых КТПН, у которых все оборудование и токоведущие части находятся внутри корпуса, предусматривается установка одного или двух трансформаторов мощностью не более 1 МВ·А с первичным напряжением 6—10 кВ и вторичным — 0,4/0,23 кВ. В открытых КТПН устанавливаются трансформаторы мощностью до 10 МВ·А с первичным напряжением от 6—10 до 220 кВ и вторичным напряжением 6—10 или 0,4/0,23 кВ.

На рис. 6.21 показана КТПН напряжением 10/0,4 кВ с трансформатором мощностью до 100 кВ·А. Схема такой подстанции приведена на рис. 6.1. Подстанция может быть размещена на сравнительно небольшой площадке. Такие КТПН нашли широкое применение

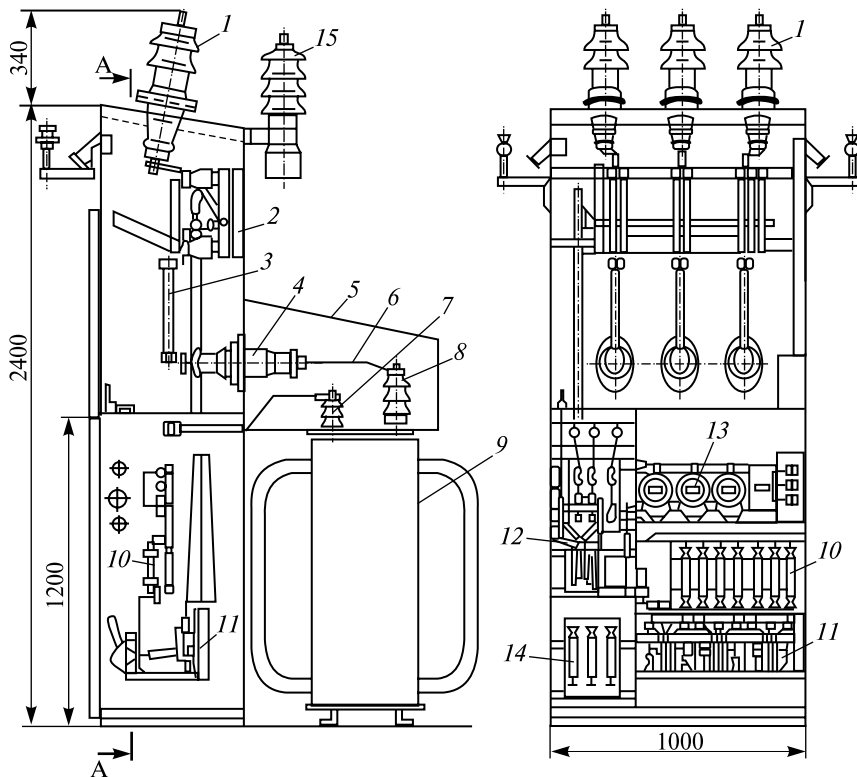
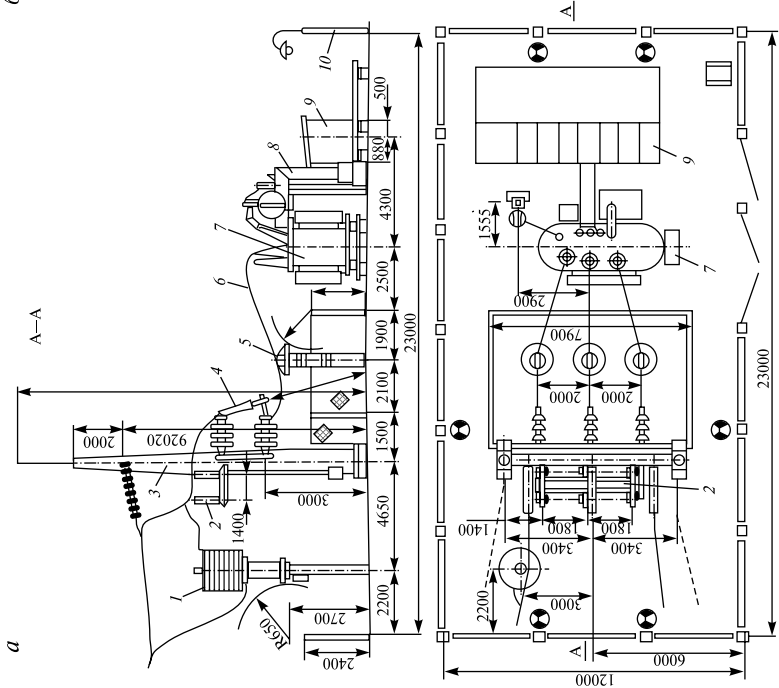


Рис. 6.21. Комплектная трансформаторная подстанция наружной установки на напряжение 10/0,4 кВ

ние для питания железнодорожных потребителей, расположенных вдоль электрифицированных на постоянном токе железных дорог. Они присоединяются глухими отпайками к линии продольного электроснабжения переменного тока напряжением 10 кВ, подвешенной на опорах контактной сети. Ввод от воздушной линии в высоковольтный шкаф осуществляется через проходные изоляторы (вводы) 1. Внутри шкафа смонтирован разъединитель 2 и трубчатые предохранители 3. Подключение к высоковольтному вводу 8 трансформатора 9 производится шинами 6 через проходные изоляторы 4. Над трансформатором 9 размещается металлический кожух 5, защищающий от атмосферных осадков и механических воздействий. Низковольтные вводы 7 трансформатора подключены к распределительному шкафу 0,4 кВ жесткими шинами прямоугольного сечения через проем в стенке шкафа. Общий рубильник 12 и предохранители 14 установлены на вводе 0,4 кВ. Счетчики активной энергии 13 подключены к трансформаторам тока на вводе 0,4 кВ. Рубильники 11 и предохранители 10 отходящих линий 0,4 кВ размещаются в распределительном шкафу 0,4 кВ. Отходящие линии могут быть воздушными и кабельными. Защита КТПН от атмосферных перенапряжений осуществляется разрядниками 15, подключаемыми проводами к вводам 1.

Компановка открытой комплектной трансформаторной подстанции наружной установки на напряжение 110 кВ приведена на рис. 6.22, а. Схема этой подстанции рассмотрена в параграфе 6.1 и представлена на рис. 6.4. Эта подстанция состоит из трансформатора 7 с первичной обмоткой на напряжение 110 кВ и вторичной на напряжение 10 кВ и распределительного устройства 10 кВ КРУН 9, которое соединяется с трансформатором, закрытым токопроводом ввода 8. Трансформатор защищается от к.з. выхлопным предохранителем 4, а от перенапряжений — разрядником 5, подключенным к ошиновке 6 и огражденным сетчатым забором высотой 2 м. На железобетонной опорной П-образной конструкции 3 установлены молниеотвод и разъединитель 2. К поперечной балке, соединяющей опоры, через гирлянды изоляторов крепятся провода ввода 110 кВ. На одной фазе ввода установлена аппаратура высокочастотной связи 1. Вся подстанция ограждена забором 10 высотой 2,4 м. По периметру расположены светильники, закрепленные на опорах забора. С одной стороны подстанции выполнен въезд для автотранспорта и проход для персонала.

а



б

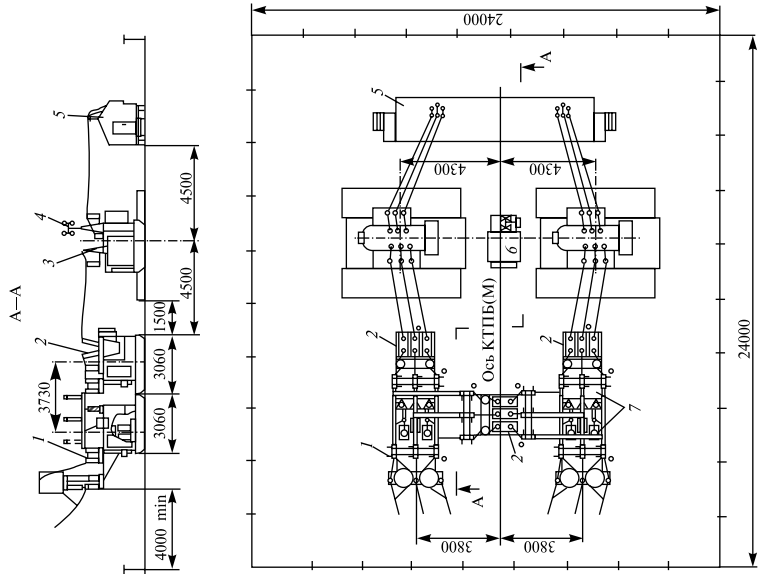


Рис. 6.22. Комплексные трансформаторные подстанции наружной установки:
 а — подстанция 110/10 кВ; б — подстанция 35/10 кВ

Компановка открытой комплектной трансформаторной подстанции 35/10 кВ с двумя трансформаторами 3 представлена на рис. 6.22, б. Схема аналогичной подстанции рассмотрена в параграфе 6.1 и представлена на рис. 6.3. Отличие схемы и конструкции подстанции в количестве вводов 35 кВ. На рис. 6.3 подстанция имеет четыре ввода 35 кВ, а на рис. 6.22, б — два ввода. Подстанция смонтирована из укрупненных блоков. Блоки вводов линий с трансформаторами напряжения 1 связаны между собой шинным мостом с секционным выключателем 2. Со стороны 10 кВ применен КРУН 10 кВ 5. Между ОРУ 35 кВ и КРУН 10 кВ установлены трансформаторы 3. Освещение территории осуществляется осветительной установкой 4, которая конструктивно совмещается со шкафом высоковольтной связи 6. Ошиновка ОРУ 35 кВ выполняется жесткими шинами 7. Применение жесткой ошиновки позволяет отказаться от порталов и уменьшить площадь ОРУ. Жесткие шины с помощью опорных изоляторов крепятся на железобетонных или металлических стойках.

6.4. Графики нагрузок электроустановок

Режим работы потребителей электроэнергии не остается постоянным, а меняется в различные часы суток, дни недели и месяцы года. Соответственно меняется нагрузка всех звеньев в цепи передачи электроэнергии от генераторов электростанций до потребителей. Изменение нагрузок удобно изображать в виде графиков в осях координат, откладывая по оси абсцисс время, в течение которого рассматривается изменение нагрузки, а по оси ординат — нагрузки.

Различают графики активных и реактивных нагрузок. В первом случае по оси ординат откладывается активная нагрузка P , во втором — реактивная Q . По продолжительности периода T , для которого строится график, различаются суточные и годовые графики нагрузок. По сезонности графики делятся на зимние и летние.

Значения активных нагрузок в различные часы суток в эксплуатации определяются по показаниям измерительных приборов и наносят на график. Полученные точки соединяют прямыми линиями, график имеет вид ломаной линии.

Для простоты расчетов по графикам, их строят ступенчатой формы (рис. 6.23). При этом считается, что между двумя замерами на-

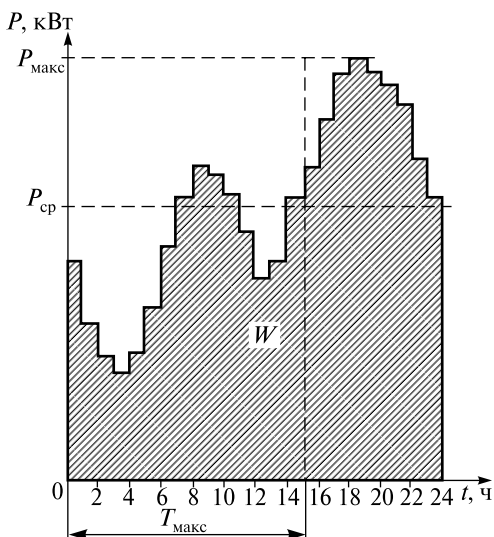


Рис. 6.23. Суточный график активных нагрузок

T — период времени, для которого строится график в часах (для суточного графика $T=24$ ч).

Среднесуточная нагрузка используется в расчетах. Если бы электроустановка работала с такой нагрузкой в течение всего периода, то за время T она потребила бы или выработала столько же электроэнергии, сколько и при действительном графике работы.

По графику можно рассчитать коэффициент нагрузки, или коэффициент заполнения графика:

$$K_{\text{нагр}} = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{макс}}}, \quad (6.2)$$

а также продолжительность использования максимума:

$$T_{\text{макс}} = W/P_{\text{макс}}, \quad (6.3)$$

которая показывает, сколько времени электроустановка должна проработать с максимальной нагрузкой, чтобы выработать или потребить то же количество электроэнергии W .

грузка не меняется. Суточный график активных нагрузок ступенчатой формы показан на рис. 6.23. Наибольшая нагрузка в течение суток называется максимальной $P_{\text{макс}}$. Площадь графика в определенном масштабе соответствует выработанной электроустановкой или потребленной потребителем электроэнергии W . По ней можно определить среднесуточную нагрузку установки:

$$P_{\text{cp}} = W/T, \quad (6.1)$$

где W — суточное потребление электроэнергии, равное площади суточного графика, кВт·ч;

На суточном графике продолжительность использования максимума $T_{\text{макс}}$ представляет собой основание прямоугольника, площадь которого равна W , а высота — $P_{\text{макс}}$. Продолжительность использования максимальной нагрузки по годовому графику составляет от 1000 до 8000 ч для различных электроустановок и энергосистем; она используется в расчетах и рекомендациях при выборе экономической плотности тока проводов и кабелей.

Для характеристики степени использования установленной мощности трансформаторов на подстанции служит коэффициент использования установленной мощности

$$K_{\text{и}} = P_{\text{ср}}/P_{\text{уст}}, \quad (6.4)$$

где $P_{\text{ср}}$ — средняя мощность подстанции по суточному графику, кВт;

$P_{\text{уст}}$ — установленная мощность трансформаторов подстанции, включая резервные, кВт.

При проектировании электроустановок используют *типовые суточные графики* нагрузок (рис. 6.24), которые приводятся в справочной литературе. Эти графики строятся на основе многолетнего

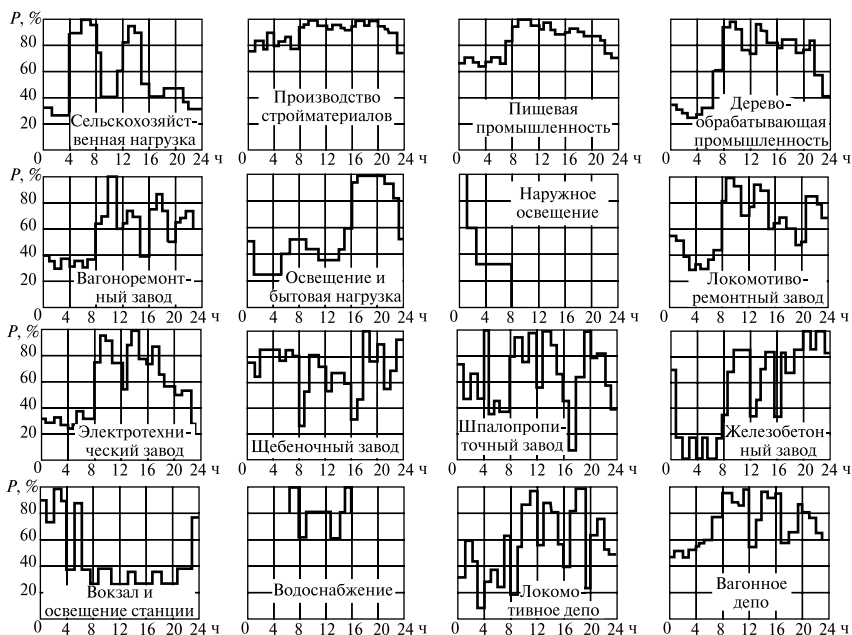


Рис. 6.24. Типовые суточные графики нагрузок потребителей

опыта эксплуатации. На типовых графиках по оси абсцисс откладывается время, а по оси ординат — нагрузки в процентах от максимальной, которая принимается за 100 %. По типовому графику потребителя нетрудно построить его суточный график нагрузок. Перевод процентов в киловатты для каждого часа суточного графика осуществляется по формуле

$$P_t = \frac{P_{\text{макс}}}{100} p_t. \quad (6.5)$$

где $P_{\text{макс}}$ — мощность в процентах, взятая из типового графика для момента времени t .

Таким образом, можно получить суточный график нагрузки потребителя или установки, которая еще только проектируется.

6.5. Расчет мощности подстанции

Цель расчета — определить наибольшую мощность на шинах проектируемой подстанции и построить для нее график суммарной нагрузки. На основании этого графика с учетом категории потребителей выбирается число и единичная мощность трансформаторов.

Подстанции со вторичным напряжением до 1 кВ. Для каждого потребителя, который будет питаться от проектируемой подстанции, определяется максимальная активная мощность

$$P_{\text{макс}} = P_{\text{уст}} K_c, \quad (6.6)$$

где $P_{\text{уст}}$ — установленная мощность потребителя, кВт;

K_c — коэффициент спроса, учитывающий режим работы потребителя, загрузку и КПД оборудования, а также одновременность его включения.

На основании максимальных мощностей потребителей и типовых графиков строятся графики активных нагрузок потребителей и график суммарного потребления.

Для каждого потребителя определяется максимальная реактивная мощность

$$Q_{\text{макс}} = P_{\text{макс}} \text{tg } \varphi, \quad (6.7)$$

где $\text{tg } \varphi$ — тангенс угла диэлектрических потерь, определяется по заданному $\cos \varphi$.

Коэффициент разновременности максимумов нагрузок проектируемой подстанции определяется по формуле

$$K_{p.m} = \frac{\sum_1^n P_{\text{макс.расч}}}{\sum_1^n P_{\text{макс}}}, \quad (6.8)$$

где $\sum_1^n P_{\text{макс.расч}}$ — суммарная максимальная расчетная мощность, определяемая по суммарному графику потребителей, кВт;

$\sum_1^n P_{\text{макс}}$ — сумма максимальных активных мощностей потребителей, кВт.

Сумма максимальных реактивных мощностей потребителей

$$\sum_1^n Q_{\text{макс}} = Q_{\text{макс}1} + Q_{\text{макс}2} + \dots + Q_{\text{макс}n}, \quad (6.9)$$

где 1, 2, ..., n — номера потребителей.

Наибольшая полная мощность на шинах подстанции с учетом разновременности максимумов нагрузок определяется по формуле

$$S_{\text{макс}} = K_{p.m} \sqrt{\left(\sum_1^n P_{\text{макс}}\right)^2 + \left(\sum_1^n Q_{\text{макс}}\right)^2}. \quad (6.10)$$

При питании от подстанции потребителей второй и третьей категории рекомендуется применять одностранформаторные подстанции, номинальная мощность трансформатора которых определяется по формуле

$$S_{\text{ном.т}} \geq (1,05-1,1)S_{\text{макс}}. \quad (6.11)$$

Если такие подстанции осуществляют взаимное резервирование трансформаторов по линиям вторичного напряжения, то номинальная мощность трансформаторов увеличивается:

$$S_{\text{ном.т}} \geq (1,25-1,4)S_{\text{макс}}. \quad (6.12)$$

При наличии потребителей первой категории на подстанции устанавливается два и более трансформаторов, номинальная мощность которых определяется по формуле

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{S_{\text{макс}}}{1,4(n-1)}, \quad (6.13)$$

где 1,4 — коэффициент допустимой перегрузки трансформатора;
n — количество устанавливаемых трансформаторов.

Предусматривается наличие одного резервного трансформатора и $n - 1$, находящихся в работе. Снижение мощности трансформаторов предусматривается за счет перегрузки во время максимума общей суточной нагрузки продолжительностью не более шести часов в течение не более пяти суток.

Подстанции со вторичным напряжением выше 1 кВ. Цели и порядок расчета таких подстанций в основном совпадают с тем, что было рассмотрено выше для подстанций с вторичным напряжением до 1 кВ.

По формулам (6.6) и (6.7) определяется активная $P_{\text{макс}}$ и реактивная $Q_{\text{макс}}$ мощности всех потребителей. По максимальной мощности и типовому графику потребителей строится суточный график активных нагрузок. Графики суммируются, в результате чего получается график суммарного потребления, по которому определяется максимальная суммарная нагрузка. По формуле (6.8) определяется коэффициент разновременности максимумов нагрузок потребителей $K_{\text{р.м}}$. Далее расчеты и расчетные формулы имеют некоторые отличия, состоящие в том, что необходимо дополнительно учитывать потери в высоковольтных сетях и трансформаторах подстанций, питающихся от рассчитываемой подстанции, а также мощность трансформатора собственных нужд. При этом потери в трансформаторах делятся на постоянные (в стали) и переменные (в обмотках), зависящие от нагрузки.

Постоянные потери принимаются в расчетах 1–2 % от нагрузки $P_{\text{расч.макс}}$ графика суммарного потребления. Переменные потери в сетях и обмотках трансформаторов составляют 5–8 % от $\sum P_{\text{расч.макс}}$.

Максимальная полная мощность всех потребителей с учетом потерь в сетях и понижающих трансформаторах потребителей определяется по формуле

$$S_{\text{макс}} = K_{\text{р.м}} \left(1 + \frac{P_{\text{пост}} + P_{\text{пер}}}{100} \right) \sqrt{\left(\sum_1^n P_{\text{макс}} \right)^2 + \left(\sum_1^n Q_{\text{макс}} \right)^2}, \quad (6.14)$$

где $K_{\text{р.м}}$ — коэффициент разновременности максимумов нагрузок подстанции, определяемый по формуле (6.8);

$P_{\text{пост}}$ — постоянные потери, принимаемые 1–2 %;

$P_{\text{пер}}$ — переменные потери, принимаемые 5–8 %.

Максимальная полная мощность на шинах вторичного напряжения подстанции с учетом мощности трансформатора собственных нужд $S_{\text{ном.тсн}}$

$$S_{\text{макс.ш}} = S_{\text{макс}} + S_{\text{ном.тсн}} \quad (6.15)$$

При двухобмоточных трансформаторах по $S_{\text{макс.ш}}$ и расчетным формулам (6.11) или (6.12) определяется мощность трансформаторов.

При трехобмоточных трансформаторах с первичным напряжением 110 (220) кВ и вторичными — 10 и 35 кВ суммарная максимальная нагрузка первичной обмотки определяется по формуле

$$S_{\text{макс 110}} = (S_{\text{макс 10}} + S_{\text{макс 35}}) K'_{\text{р.м}}, \quad (6.16)$$

где $S_{\text{макс 10}}$ — максимальная мощность на шинах 10 кВ, определяемая по формуле (6.15);

$S_{\text{макс 35}}$ — максимальная мощность на шинах 35 кВ, определяемая по формуле (6.14);

$K'_{\text{р.м}}$ — коэффициент одновременности максимумов вторичных обмоток трансформаторов, равный 0,9—0,95.

Полученная $S_{\text{макс 110}}$ используется для выбора мощности трансформатора по формуле (6.13).

Полная мощность подстанции определяется количеством и мощностью установленных трансформаторов и схемой питания подстанции от системы.

Мощность тупиковой и ответвительной подстанции определяется по формуле

$$S_{\text{тп}} = nS_{\text{ном.т}}, \quad (6.17)$$

где n — число трансформаторов;

$S_{\text{ном.т}}$ — номинальная мощность выбранных трансформаторов.

Мощность проходной подстанции, включаемой в рассечку питающей линии, определяется с учетом мощности транзита электроэнергии через подстанцию:

$$S_{\text{тп}} = (nS_{\text{ном.т}} + \sum S_{\text{транз}}) K''_{\text{р.м}}, \quad (6.18)$$

где $\sum S_{\text{транз}}$ — суммарная мощность подстанций, питающихся транзитом через РУ проектируемой;

$K''_{\text{р.м}}$ — коэффициент одновременности максимумов нагрузок проектируемой и смежных подстанций, питающихся транзитом через РУ проектируемой, принимаемый 0,6—0,8.

Мощность на шинах узловой подстанции напряжением 35—220 кВ определяется с учетом транзита по формуле (6.18).

После выбора трансформаторов и расчета мощности подстанции можно рассчитать максимальные рабочие токи на шинах и по присоединениям РУ, необходимые для выбора токоведущих частей и электрического оборудования подстанции. Расчетные формулы сведены в табл. 6.3.

Таблица 6.3

Формулы для расчета максимальных рабочих токов трансформаторных подстанций

Наименование присоединений	Расчетные формулы	Номер формулы
Вводы узловых и проходных подстанций	$I_{\text{раб.макс}} = \frac{K_{\text{пр}} S_{\text{ТП}}}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ}}}$	(6.19)
Вводы тупиковых и ответвительных подстанций	$I_{\text{раб.макс}} = \frac{K_{\text{пер}} 5 S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ}}}$	(6.20)
Сборные шины узловых подстанций и переемы ответвительных подстанций	$I_{\text{раб.макс}} = \frac{K_{\text{п.р}} K_{\text{р.н}} S_{\text{ТП}}}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ}}}$	(6.21)
Первичные обмотки понижающих трансформаторов (в том числе ТСН)	$I_{\text{раб.макс}} = \frac{K_{\text{пер}} S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ1}}}$	(6.22)
Вторичные обмотки двухобмоточных понижающих трансформаторов (в том числе ТСН)	$I_{\text{раб.макс}} = \frac{K_{\text{пер}} S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ2}}}$	(6.23)
Вторичные обмотки среднего СН и низшего НН напряжений трехобмоточного трансформаторов	$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ2}}}$	(6.24)
Сборные шины вторичного напряжения понижающих трансформаторов	$I_{\text{раб.макс}} = \frac{K_{\text{р.н}} 5 S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ2}}}$	(6.25)
Питающие линии потребителей	$I_{\text{раб.макс}} = \frac{K_{\text{п.р}} P_{\text{макс}}}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ}} \cos \varphi}$	(6.26)

В табл. 6.3 приняты следующие обозначения:

$S_{\text{ТП}}$ — максимальная полная мощность трансформаторной подстанции, кВ·А;

$S_{\text{НОМ.Т}}$ — номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

$P_{\text{МАКС}}$ — максимальная активная мощность потребителя, кВт;

$U_{\text{НОМ}}$ — номинальное напряжение на вводах, сборных шинах подстанций и потребителей, кВ;

$U_{\text{НОМ1}}$ и $U_{\text{НОМ2}}$ — номинальные первичные и вторичные напряжения трансформаторов, кВ;

$K_{\text{ПР}}$ — коэффициент перспективы развития подстанций и потребителей, равный 1,3;

$K_{\text{ПЕР}}$ — коэффициент допустимой перегрузки трансформаторов, равный 1,5;

$K_{\text{Р.Н}}$ — коэффициент распределения нагрузки на шинах распределительного устройства, равный 0,5—0,7;

$\cos \varphi$ — коэффициент мощности потребителей.

Пример 6.1. Выбрать трансформаторы, рассчитать мощность подстанции и максимальные рабочие токи подстанции, схема которой приведена на рис. 6.3.

От подстанции питаются три потребителя со следующими данными:

$$P_{\text{УСТ1}} = 10\,000 \text{ кВт}, K_{\text{С1}} = 0,27, \cos \varphi_1 = 0,93;$$

$$P_{\text{УСТ2}} = 3000 \text{ кВт}, K_{\text{С2}} = 0,3, \cos \varphi_2 = 0,92;$$

$$P_{\text{УСТ3}} = 5500 \text{ кВт}, K_{\text{С3}} = 0,26, \cos \varphi_3 = 0,93;$$

70 % мощности потребителей относится к 1-й и 2-й категории и 30 % — к 3-й. Коэффициент одновременности максимумов нагрузок потребителей $K_{\text{РМ}} = 0,92$, мощность трансформатора собственных нужд ТСН $S_{\text{НОМ.ТСН}} = 100 \text{ кВ·А}$.

Порядок расчета.

1. Расчет максимальных активных мощностей потребителей — по формуле (6.6):

$$P_{\text{МАКС1}} = 10\,000 \cdot 0,27 = 2700 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{МАКС2}} = 3000 \cdot 0,3 = 900 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{МАКС3}} = 5500 \cdot 0,26 = 1430 \text{ кВт};$$

$$\sum_1^n P_{\text{МАКС}} = 2700 + 900 + 1430 = 5030 \text{ кВт}.$$

2. Расчет максимальных реактивных мощностей потребителей — по (6.7):

$$Q_{\text{МАКС1}} = 2700 \cdot 0,394 = 1064 \text{ квар};$$

$$Q_{\text{МАКС2}} = 900 \cdot 0,424 = 382 \text{ квар};$$

$$Q_{\text{МАКС3}} = 1430 \cdot 0,394 = 563 \text{ квар};$$

$$\sum_1^n Q_{\text{МАКС}} = 1064 + 382 + 563 = 2009 \text{ квар}.$$

3. Максимальная полная мощность всех потребителей — по (6.14):

$$S_{\text{макс}} = 0,92 \left(1 + \frac{2+8}{100} \right) \sqrt{5030^2 + 2009^2} = 5460 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

4. Расчет мощности на шинах — по (6.15)

$$S_{\text{макс ш}} = 5460 + 100 = 5560 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

5. Расчет мощности трансформатора — по (6.13):

$$S_{\text{номт}} \frac{5560}{1,4(2-1)} = 3970 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

По результатам расчета выбирается трансформатор типа ТМН-4000/35.

6. Мощность тупиковой подстанции, питающейся транзитом от шин проектируемой — по (6.17) (считаем, что на ней установлены 2 трансформатора ТМН-4000/35):

$$S_{\text{тп}} = 2 \cdot 4000 = 8000 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

7. Мощность проектируемой подстанции с учетом транзита — по (6.18):

$$S_{\text{тп}} = (2 \cdot 4000 + 8000) 0,8 = 12\,800 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

8. Максимальные рабочие токи сборных шин и присоединений подстанции — по формулам табл. 6.3:

– вводы подстанций (6.19)

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,3 \cdot 12800}{\sqrt{3} \cdot 35} = 275 \text{ А};$$

– сборные шины РУ-35 кВ (6.21)

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,3 \cdot 0,6 \cdot 12800}{\sqrt{3} \cdot 35} = 165 \text{ А};$$

– первичная обмотка трансформатора (6.22)

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,5 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 100 \text{ А};$$

– вторичная обмотка трансформатора (6.23)

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,5 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 346 \text{ А};$$

– сборные шины РУ-10 кВ (6.25)

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{0,6 \cdot 2 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 276 \text{ А};$$

– первичная обмотка ТСН (6.22)

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,5 \cdot 100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 8,5 \text{ А}.$$

– линии потребителей (6.26)

$$I_{\text{раб.макс1}} = \frac{1,3 \cdot 2700}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,93} = 217 \text{ А}.$$

$$I_{\text{раб.макс2}} = \frac{1,3 \cdot 900}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,92} = 74 \text{ А};$$

$$I_{\text{раб.макс3}} = \frac{1,3 \cdot 1430}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,93} = 110 \text{ А}.$$

Глава 7. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

7.1. Общие сведения о релейной защите

В процессе эксплуатации любой электрической системы существует возможность возникновения в ней повреждений и ненормальных режимов работы, которые могут приводить к возникновению аварий. Предотвращение аварий при повреждении в электрической системе часто может быть обеспечено путем быстрого отключения поврежденного элемента. Отключение осуществляется коммутационным аппаратом — обычно высоковольтным выключателем, на привод которого воздействует релейная защита.

Релейная защита — автоматическое устройство, контролирующее режим работы электроустановки, действующее на отключение поврежденного элемента при возникновении аварийного режима или на сигнал для привлечения внимания персонала при ненормальном режиме. При нормальной работе защищаемого объекта защита находится в режиме дежурства, а при появлении в защищаемой зоне тех видов повреждений, на которые защита должна реагировать, отключая выключатель, она переходит в *режим тревоги*. Последний может закончиться срабатыванием защиты или *отказом срабатывания*. Срабатывание защиты при отсутствии повреждения на защищаемом объекте называется *ложным срабатыванием*. Основные требования к защитах характеризуются ниже.

Селективность (избирательность) защиты — способность отключать только поврежденный элемент электроустановки и не отключать неповрежденные. Селективность защиты обеспечивает отключение минимального возможного участка и, следовательно, сохраняет электроснабжение максимального числа потребителей. Селективность защиты, действующей на сигнал, — это способность однозначно указать место возникновения ненормального режима и конкретный элемент электроустановки, требующий вмешательства персонала.

Селективность защиты может обеспечиваться различными способами: настройкой защит на разные токи срабатывания; применением защит, действующих с разными выдержками времени; учетом направления мощности в сетях с двусторонним питанием и др.

В ряде случаев допускается неселективное действие защиты с целью ее упрощения или ускорения ликвидации повреждения.

Быстродействие релейной защиты определяется временем ее срабатывания. Чем меньше время отключения поврежденного элемента, тем меньше размеры разрушения защищаемого элемента, меньше продолжительность снижения напряжения, отрицательно влияющая на производственные процессы или условия безопасности производства работ (снижение напряжения, например, в линиях питания устройств СЦБ может привести к неверному сигналу светофоров, что связано с безопасностью движения поездов). Защиты, время действия которых не превышает 0,1–0,2 с, считаются быстродействующими. Быстродействие и селективность защиты могут вступать в противоречие, если селективность обеспечивается за счет выдержек времени защит.

Чувствительность — способность защиты реагировать на повреждения в защищаемой зоне при самых неблагоприятных для ее работы условиях. Чувствительность характеризуется коэффициентом чувствительности. Применительно к токовым защитам

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{к.мин}}/I_{\text{с.з}}, \quad (7.1)$$

где $I_{\text{к.мин}}$ — минимальный ток к.з. в защищаемой зоне;

$I_{\text{с.з}}$ — ток срабатывания защиты

Коэффициент чувствительности для различных элементов системы, защищаемых релейной защитой, колеблется в пределах 1,5–2,5.

Надежность защиты — это способность выполнять возложенные на нее функции в полном объеме при определенных условиях эксплуатации. Для обеспечения требуемой надежности необходимо высокое качество монтажа защиты из высококачественных реле и приборов, правильная эксплуатация и своевременный ремонт аппаратуры. Для выявления повреждений и нарушений в работе защиты применяется диагностирование, позволяющее выявить неисправности, способные привести к отказу или ложному срабатыванию релейной защиты.

Резервирование защиты заключается в том, что, как правило, на каждом элементе системы электроснабжения устанавливают основную и резервную защиты. Резервная защита может быть неселективной, небыстродействующей. Она должна работать вместо основной защиты в случае отказа последней или вывода ее из работы.

Экономичность защиты заключается в сопоставлении затрат на ее установку и эксплуатацию со стоимостью защищаемого элемента и убытками в случае неправильной или несовершенной работы защиты. Так, например, установка на линии, питающей маломощный, невысокой стоимости потребитель, достаточно сложной и дорогой защиты, оказывается экономически нецелесообразной, так как она может превышать стоимость самого потребителя. Целесообразно, как правило, применять наиболее простые и надежные схемы и реле, требующие меньших затрат при эксплуатации, несмотря на ухудшение в допустимых пределах некоторых параметров защиты.

Релейная защита состоит из ряда самостоятельных элементов, называемых реле, связанных между собой по определенной схеме.

Реле — автоматическое устройство, реагирующее на изменение контролируемого им параметра (например, величины тока) и переключающееся, когда она (величина) превышает некоторое наперед заданное значение (уставку срабатывания). Реле имеет воспринимающий и исполнительный органы. На воспринимающий орган подается контролируемый параметр. У электромеханических реле в качестве воспринимающего органа служит катушка электромагнита, на которую подается преобразованная в аналог величина контролируемого параметра. В качестве исполнительного органа в электромеханических реле используются контакты, в электронных — транзисторы и тиристоры, которые меняют скачком выходной сигнал.

По назначению реле делятся на *измерительные* (основные) и *логические* (вспомогательные). Измерительные реле контролируют режим работы защищаемого объекта. По роду контролируемого параметра их подразделяют на реле тока, напряжения, сопротивления, мощности и т.п. Реле могут контролировать и неэлектрические параметры, например, давление газов (газовые реле), температуру масла трансформаторов (температурные реле) и т.п.

Измерительные реле характеризуются временной характеристикой, которая представляет зависимость времени срабатывания реле от величины контролируемого параметра.

Логические реле действуют по команде измерительных и используются в логической части защиты. К ним относятся реле времени (служат для замедления действия защиты), промежуточные (служат для усиления мощности сигнала основных реле, размножения сигнала на несколько цепей) и указательные реле (служат для сигнализации о срабатывании защиты и фиксации последнего).

По способу включения воспринимающего органа измерительные реле делятся на *первичные* и *вторичные*. Катушки первичных реле включаются непосредственно в защищаемую цепь, катушки вторичных реле — во вторичные цепи измерительных трансформаторов.

По способу воздействия на объект управления различают реле *прямого* и *косвенного действия*. Реле прямого действия имеют подвижную систему, механически связанную с отключающим механизмом выключателя. Реле косвенного действия имеют контакты или электронные приборы, включенные в цепь катушки отключения выключателя. Наибольшее распространение в релейной защите получили вторичные реле косвенного действия, параметры которых не зависят от параметров защищаемого элемента и конструкции привода выключателя.

По конструкции и принципу действия реле делятся на *электро-механические* и *электронные*. Электромеханические реле по принципу действия бывают электромагнитные, индукционные, магнитоэлектрические.

Различают *зависимую* и *независимую* характеристики реле или их комбинацию, например, ограниченно зависимую характеристику. При зависимой характеристике *время срабатывания* реле зависит от величины контролируемого параметра, с увеличением последнего уменьшается время срабатывания. Независимая характеристика отличается тем, что время срабатывания реле при достижении контролируемой величины срабатывания параметра и больших значений срабатывает практически за определенное время независимо от величины контролируемого параметра на входе реле.

Кроме того, реле характеризуется параметрами *срабатывания и возврата* реле. Величина параметра, на которую настроено реле и при которой оно должно срабатывать, называют *уставкой* реле.

Отношение величины возврата реле к соответствующей величине срабатывания называется *коэффициентом возврата* реле.

Для токовых реле коэффициент возврата

$$K_B = I_{в.р}/I_{с.р}, \quad (7.2)$$

где $I_{в.р}$ — ток возврата реле;

$I_{с.р}$ — ток срабатывания реле.

Для электромеханических реле тока и напряжения он равен 0,8—0,86, для электронных 0,9—0,98.

7.2. Электромагнитные реле

К электромагнитным реле относятся измерительные (реле тока и напряжения) и логические (реле времени, промежуточные и указательные) реле.

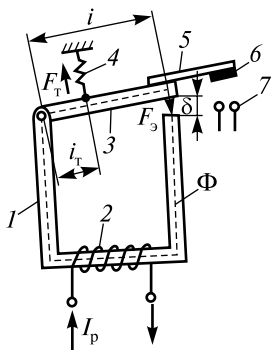


Рис. 7.1. Электромеханическая система реле с поворотным якорем

Для компоновки электромагнитных реле обычно используют следующие электромеханические системы: с втягивающимся якорем; с поворотным якорем (рис. 7.1); с поперечным движением якоря. Действие таких реле основано на притяжении стального подвижного якоря 3 к электромагниту, по обмотке 2 которого протекает ток I_p . При этом возникает магнитный поток Φ , замыкающийся через магнитопровод 1, якорь 3, воздушный зазор δ . Он создает электромагнитную силу $F_э$, стремящуюся притянуть якорь реле к электромагниту, чему препятствует пружина 4, тормозное усилие F_T которой суммируется с силой трений в осях

$$F_э = K\Phi^2 = K'I_p^2, \quad (7.3)$$

где K и K' — коэффициенты пропорциональности;

Φ — магнитный поток;

I_p — ток в обмотке реле.

В процессе притяжения якоря уменьшается зазор δ , увеличивается поток Φ и электромагнитная сила $F_э$. При этом возникает вращающий момент

$$M_B = F_3 l, \quad (7.4)$$

где l — плечо силы F_3 (см. рис. 7.1).

Тормозное усилие F_T создает тормозной момент

$$M_T = F_T l_T, \quad (7.5)$$

где l_T — плечо силы F_T .

Для срабатывания реле необходимо соблюдение условия

$$M_B \geq M_T. \quad (7.6)$$

Регулирование тока срабатывания можно осуществлять путем изменения момента M_T , регулируя натяжение пружины или изменяя число витков обмотки 2 (см. рис. 7.1) с помощью отпаяк.

Реле тока мгновенного действия серии РТ-40 представлено на рис. 7.2, а. На магнитопроводе 10 П-образной формы размещены катушки 11, начала (Н1 и Н2) и концы (К2 и К2) которых выведены на панель реле. Стальной якорь 9 укреплен на осях в подшипниках 4 и 8. На якоре с помощью изоляционной колодки 6 установлены подвижные контакты 5, которые при повороте якоря замыкаются с неподвижными контактами 7, предварительно разом-

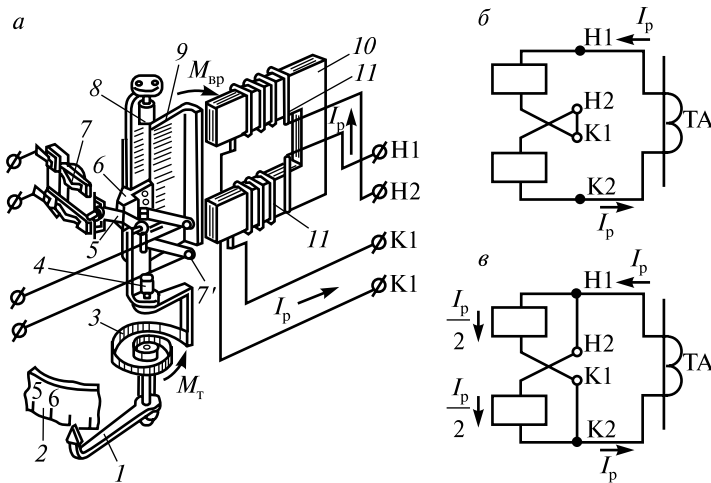


Рис. 7.2. Токоевое реле серии РТ-40:

а — общий вид; б и в — схемы последовательного и параллельного соединения катушек

кнуд контакты 7'. Ток уставки реле плавно регулируется путем изменения натяжения пружины 3 при помощи поворота поводка 1 с указателем, который на шкале 2 фиксирует значение тока уставки. Ступенчатая регулировка тока уставки осуществляется путем последовательного (рис. 7.2, б) и параллельного (рис. 7.2, в) соединения катушек реле. При параллельном соединении ток в витках обмотки уменьшается в два раза, при этом снижается вращающий момент $M_{\text{в}}$. Чтобы он достиг прежнего значения, необходимо увеличение тока $I_{\text{р}}$ от трансформатора тока ТА в два раза.

На шкале реле указаны значения тока уставки реле, соответствующие последовательному соединению катушек реле. При параллельном соединении эти значения необходимо удваивать.

Обмотки реле выполняют изолированным проводом диаметром 2—3 мм с числом витков от единиц до нескольких десятков.

Реле напряжения серии РН-50 имеет такую же конструкцию и принцип работы, как и показанное на рис. 7.2, а реле РТ-40. Отличаются эти реле обмотками, которые выполняются проводом диаметром 0,1—0,25 мм и имеют от 2 до 14 тыс. витков в одной катушке.

При параллельном соединении катушек (рис. 7.3, а) обмотки реле напряжения на каждую из них приходится напряжение $U_{\text{р}}$, подводимое от трансформатора напряжения TV. При последовательном соединении катушек (рис. 7.3, б) напряжение на них снижается в два раза и равняется $1/2 U_{\text{р}}$. Обычно обмотки реле напряжения с целью снижения вибрации контактов включаются в схему через двухполупериодный выпрямитель VS, в цепь которого вводится один или два (рис. 7.3, в) добавочных резисторов. Шкала реле

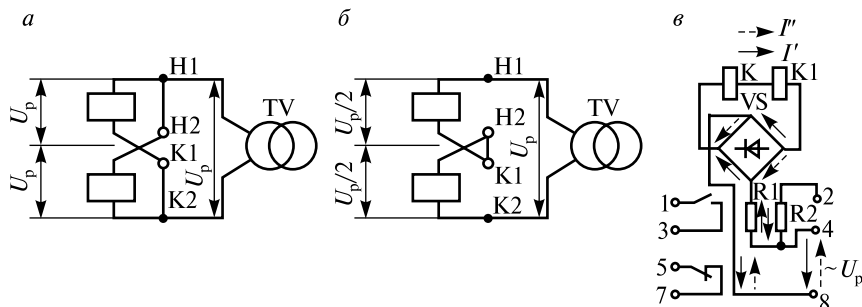


Рис. 7.3. Способы соединения катушек реле напряжения РН-50:

а — параллельное; б — последовательное; в — схема внутренних соединений реле РН-53

проградуирована при включении одного резистора R1. Чтобы получить шкалу уставок вдвое большую, необходимо включить оба резистора R1 и R2.

В обозначениях реле верхний предел уставок срабатывания указывается в знаменателе дроби, при этом нижний предел принимается уменьшенным в четыре раза. Например, реле напряжения РН-50/160 имеет пределы регулирования напряжений срабатывания от 160 до 40 В; токовое реле РТ-40/10 — от 10 до 2,5 А.

Промежуточные реле используются в устройствах релейной защиты для увеличения числа переключаемых цепей, мощности контактов измерительных реле, которые не рассчитаны на коммутацию цепей с большими токами. Промежуточные реле различаются:

- по количеству обмоток (одна, две или три);
- по типу обмоток (токовая или напряжения);
- по числу, состоянию и мощности (коммутационной способности) контактов;
- по времени срабатывания (быстродействующие или с замедлением).

Большинство промежуточных реле имеют магнитную систему с поворотным якорем (клапанного типа).

Реле типа РП-23 (рис. 7.4, а) предназначено для работы на постоянном токе. Обмотка реле 9 размещается на сердечнике магни-

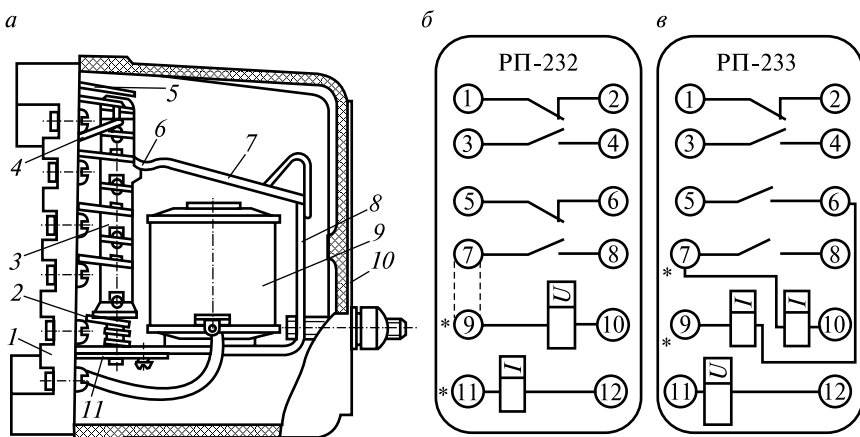


Рис. 7.4. Промежуточные реле:
а — конструкция реле РП-23, б — схема реле РП-232; в — схема реле РП-233

топровода 8 с шарнирно закрепленным якорем 7. Хвостовик 6 якоря механически связан с подвижной стойкой 3, которая под действием пружины 2 прижимается к упору 5. На цоколе 1 закреплены неподвижные контакты 4 и магнитопровод 8 с удерживающими ось пластинами 11. Реле герметично закрывается кожухом 10. При подаче напряжения на обмотку 9 якорь 7 притягивается к полюсу электромагнита и хвостовиком 6 перемещает вниз стойку 3, сжимая пружину 2 и переключая контакты.

Реле РП-232 (рис. 7.4, б) имеет две обмотки: рабочую токовую обмотку и удерживающую обмотку напряжения. Напряжение может подводиться на клеммы 8-10, а при замыкании контакта и наличии перемычки между клеммами 7-9 подается на обмотку реле.

Реле РП-233 (рис. 7.4, в) имеет три обмотки: рабочую обмотку напряжения и две удерживающие токовые, которые могут включаться в цепь через контакты реле или напрямую. Конструктивно реле РП-232 и РП-233 выполняются так же, как реле РП-23.

Замедление при срабатывании или возврате реле обеспечивается размещением на сердечнике медных шайб, выполняющих роль короткозамкнутых витков, в которых при изменении магнитного потока наводится ток. Возникающий под действием тока магнитный поток препятствует изменению основного потока и обуславливает замедление, притяжения или отпадания якоря. Такое выполнение имеет реле серии РП-250.

Значительным недостатком электромеханических реле, в том числе и промежуточных, является наличие открытых ненадежных контактов, подвергающихся влиянию окружающей среды, а также относительно большое время срабатывания из-за значительной массы подвижного якоря. Этим недостаткам практически лишены герконовые реле (рис. 7.5), основным элементом которых является магнитоуправляемый герметизированный контакт (геркон).

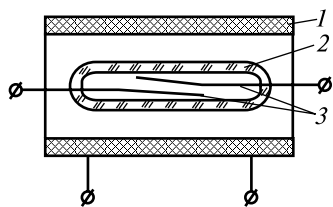


Рис. 7.5. Герконовое реле

Реле состоит из стеклянной колбы 2, заполненной инертным газом с впаянными в нее пружинящими ферромагнитными контактами 3. Они являются одновременно магнитопроводом, контактными пружинами и подвижными частями реле. Герконы помещаются в катушку 1. В нормальном режиме контакты разом-

кнуты. При пропускании по катушке 1 тока создается магнитное поле, замыкающееся внутри катушки по контактам, которые при этом замыкаются.

В связи с малой инерционностью контактных пластин герконовое реле может следовать за изменением синусоидального напряжения и в течение периода срабатывать дважды, поэтому, как правило, реле выполняют для работы на постоянном токе. Создано множество различных конструкций герконовых реле. У многоконтактных реле внутри катушки расположено несколько герконов. В качестве промежуточных в релейной защите широко используются многоконтактные герконовые реле РПГ-2 и РПГ-5. Реле обладают высоким быстродействием ($t_{с.р} = 0,5-2$ мс), высокой надежностью и длительным сроком службы (до 10^8-10^{12} срабатываний).

Реле времени предназначены для создания регулируемой выдержки времени и обеспечения селективного действия защиты. Реле времени с часовым механизмом выпускаются: постоянного тока серии РВ-100 и переменного тока серии РТ-200.

Реле серии РВ-100 (рис. 7.6, а) имеет электромагнит, состоящий из магнитопровода 10, обмотки 11 и якоря 9. При подаче напряжения на обмотку 11 втягивается якорь 9, сжимая пружину 8. Поводок 6 переключает контакты мгновенного действия 5 и 7. Пружина 13 через зубчатый сегмент 4 приводит в действие зубчатое колесо 3, связанное фрикционным сцеплением 12 с часовым механизмом, кото-

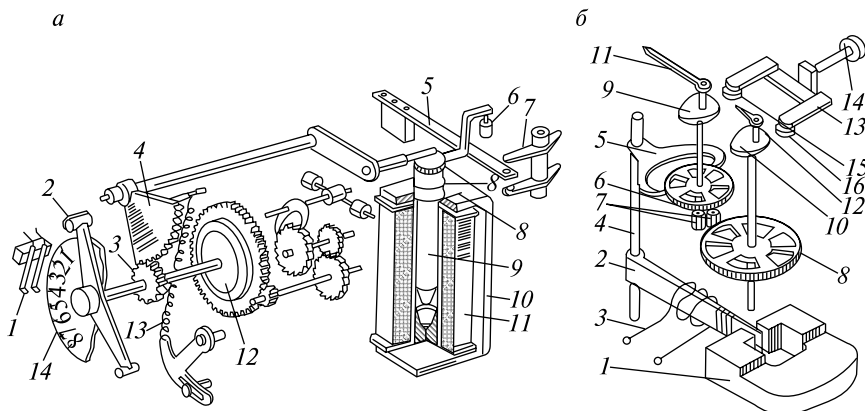


Рис. 7.6. Приборы для регулирования и замера выдержек времени: а — реле времени РВ-100; б — электрический секундомер ПВ-53Л

рый определяет скорость оси с подвижным контактом 2. Выдержка времени на замыкание подвижного контакта 2 с неподвижным 1 определяется положением последнего на шкале 14. Регулируется выдержка времени путем перемещения изолирующей планки, на которой закреплен контакт 1, по окружности шкалы. Диапазон регулирования выдержек времени (0,1—1,3 с; 0,25—3,5 с; 0,5—9 с; 1—20 с) зависит от типа реле.

Электрический секундомер применяется для проверки реле времени. Время срабатывания реле определяется с точностью до 0,01 с. Устройство электросекундомера вибрационной системы ПВ-53Л (работает на стенде в лежачем положении) показано на рис. 7.6, б. Якорь 2, закрепленный на оси 4, располагается между полюсами постоянного магнита 1. При прохождении переменного тока по обмотке 3 якорь 2 колеблется с его частотой $f_{\text{НОМ}}$, вызывая вращение колес зубчатой передачи через ось 4 и ведущий поводок 5. Число зубьев у шестеренок 6, 7 и 8 подобрано так, что при частоте $f_{\text{НОМ}} = 50$ Гц колесо 6 с укрепленной на оси стрелкой 11 совершает один оборот за одну секунду. Стрелка 11 перемещается по шкале отградуированной на десятые и сотые доли секунды. На одной оси с шестеренкой 8 укреплен стрелка 12, которая вращается в 10 раз медленнее стрелки 11 и совершает полный оборот за 10 с. Возврат стрелок в исходное положение производится нажатием кнопки 14, упирающейся в рамку 13, которая толкателями 15 и 16 давит на фигурные диски 9 и 10. Последние жестко связаны со стрелками 11 и 12 и имеют возможность поворачиваться вокруг осей, с которыми они связаны силой трения. При повороте стрелки занимают исходное нулевое положение. Возможна другая модификация электросекундомера — ПВ-53Щ (закрепляется вертикально на щите).

Указательные реле служат для сигнализации о срабатывании релеиной защиты. Сигнализация может быть непосредственная с помощью указателя срабатывания, световая и звуковая, когда реле замыкает своими контактами цепи световых и звуковых приборов. Использование указательных реле облегчает анализ действия защиты и определение характера повреждения в электроустановке.

Промышленность выпускает электромагнитные указательные реле РУ-21 с поворотным якорем, устройство которого показано на рис. 7.7. Реле смонтировано на пластмассовом цоколе 1, на котором крепится сердечник 15 с катушкой 2. На магнитопроводе 16

крепится шарнирно якорь 4 с рычагом 5, удерживающим указатель срабатывания 7 в исходном состоянии. Пластмассовый цилиндр 6 с замыкателями 11 контактов 12, выводы 17 с которых закреплены на цоколе 1, служит основанием для указателя срабатывания 7. Дисковый указатель 7 имеет 3 белых и 3 черных сектора, чередующихся между собой. В исходном состоянии реле черные сектора указателя срабатывания 7 располагаются между черными секторами опорной стойки 8, при этом в смотровое окно корпуса реле (на рис. 7.7 реле изображено со снятым корпусом) виден черный диск. При подаче тока на катушку 2 реле, выводы 3 которой расположены на цоколе 1, сердечник 15 притягивает якорь 4, освобождая рычаг 5. Под действием пружины 10 цилиндр 6 с указателем срабатывания 7 поворачивается на 60° вокруг оси 9 и его белые сектора оказываются между черными на стойке 8, что визуально сигнализирует персоналу о срабатывании защиты. Скоба 13 и стойка 14 ограничивают поворот цилиндра при срабатывании реле. Возврат реле в исходное состояние осуществляется вручную с помощью рычага, расположенного на корпусе реле.

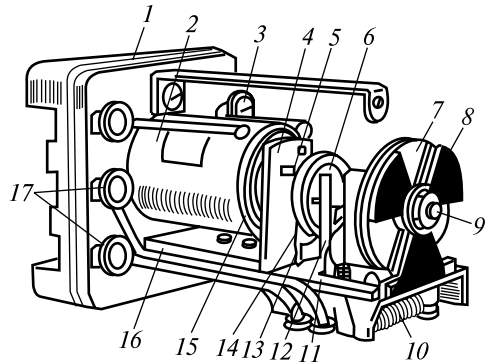


Рис. 7.7. Указательное реле типа РУ-21

Различают указательные реле с обмотками напряжения или тока, соответственно с параллельным и последовательным включением воспринимающего органа (катушки) реле в контролируемую цепь защиты.

7.3. Индукционные измерительные реле

На индукционном принципе выполняют измерительные реле тока, сопротивления и направления мощности. Работа индукционных реле основана на взаимодействии переменных магнитных полей неподвижных обмоток с токами, индуцированными этими полями в подвижном алюминиевом диске или цилиндре. Условием

получения вращающего момента, действующего на подвижный элемент индукционной системы, является наличие двух магнитных потоков (Φ_1 и Φ_2), сдвинутых в пространстве и по фазе. Возникающий при этом вращающий момент определяется по выражению

$$M_B = K \Phi_1 \Phi_2 \sin \psi, \quad (7.7)$$

где K — коэффициент пропорциональности;

ψ — угол сдвига по фазе между потоками Φ_1 и Φ_2 .

Реле направления мощности с подвижным ротором имеет две обмотки — тока и напряжения, которые создают потоки Φ_I и Φ_U .

Формула вращающего момента (7.7) при этом приобретает вид

$$M_B = K \Phi_I \Phi_U \sin \psi. \quad (7.8)$$

Реле направления мощности серии РБМ применяется в различных устройствах релейной защиты для определения знака мощности при к.з. на защищаемом элементе и отключения последнего при определенном направлении мощности. На линиях реле срабатывает при направлении мощности от шин в сторону линии (возможно к.з. на защищаемой линии). Если же мощность направлена через комплект защиты от линии к шинам, то к.з. на линии отсутствует, реле в этом случае не должно действовать.

Конструкция индукционного реле направления мощности показана на рис. 7.8, а. Магнитопровод 1, набранный из листовой стали, имеет четыре выступающих полюса. Между полюсами для уменьшения магнитного сопротивления расположен цилиндрический стальной сердечник 2, внутри которого проходит ось 6. В воздушном зазоре, образованном полюсами и сердечником 2, расположен подвижный алюминиевый полый цилиндрический ротор 3. Ротор укреплен на оси 6, которая вращается в нижнем 10 и верхнем 11 подпятниках. На оси 6 жестко крепится подвижный контакт 7. При повороте ротора 3 подвижный контакт 7 замыкается с неподвижным 8. Возврат реле в исходное положение осуществляется спиральной пружиной 9. Токовая обмотка реле состоит из двух последовательно соединенных катушек 5, расположенных на полюсах. Обмотка питается током I_p от трансформатора тока защищаемого элемента. Обмотка напряжения выполнена из четырех катушек 4, расположенных на магнитопроводе 1. Такое расположение по сравнению с расположением на полюсах позволяет увеличить общее чис-

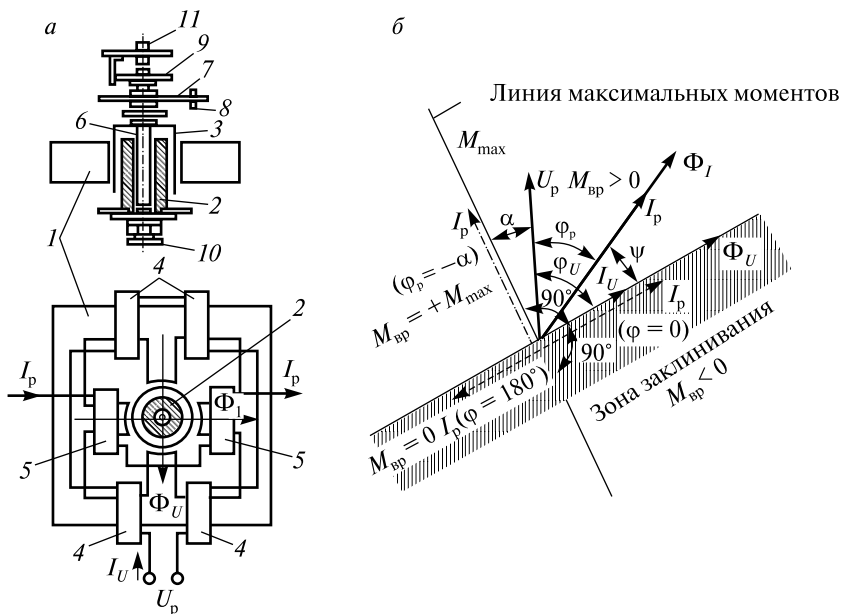


Рис. 7.8. Реле направления мощности:
 а — конструкция реле; б — векторная диаграмма

ло витков обмотки и повысить чувствительность реле. Обмотка питается напряжением U_p от трансформатора напряжения.

При включении реле токи, проходящие по его обмоткам, создают магнитные потоки Φ_I и Φ_U , сдвинутые в пространстве на 90° и по фазе на угол ψ . Каждый поток дважды пронизывает алюминиевый ротор и наводит в нем вихревые токи. При отсутствии насыщения магнитной системы поток Φ_I пропорционален току I_p , а поток Φ_U — напряжению U_p , тогда выражение (7.8) принимает вид

$$M_B = KU_p I_p \sin \psi. \quad (7.9)$$

Векторная диаграмма реле направления мощности представлена на рис. 7.8, б. За основу построения диаграммы принят вектор U_p , от которого отстает на угол φ_U вокруг тока I_U , протекающего по обмотке напряжения. Значение угла φ_U определяется параметрами цепи напряжения и для каждого типа реле является постоянным. Вектор I_p сдвинут по отношению к вектору U_p на угол φ_p . Из диаграммы видно, что $\psi = \varphi_U - \varphi_p$, а $\varphi_U = 90^\circ - \alpha$.

$$\begin{aligned}
 M_B &= KU_p I_p \sin(\varphi_U - \varphi_p); \\
 M_B &= KU_p I_p \sin(90^\circ - \alpha - \varphi_p); \\
 M_B &= KU_p I_p \cos(\varphi_p - \alpha),
 \end{aligned}
 \tag{7.10}$$

где φ_U — внутренний угол реле.

При $\varphi_p = -\alpha \cos(\varphi_p + \alpha) = 1$ вращающий момент достигает максимального значения, а угол, при котором создается максимальный вращающий момент, называется *углом максимальной чувствительности* $\varphi_{p.\text{макс.ч}}$. Таким образом, угол $\varphi_{p.\text{макс.ч}}$ всегда равен и противоположен по знаку α , т.е. $\varphi_{p.\text{макс.ч}} = -\alpha$. Линия, проходящая под этим углом по отношению к вектору напряжения U_p , называется *линией максимальных моментов*.

Реле с различными углами α и соответственно с различными углами $\varphi_{p.\text{макс.ч}}$ получаются путем изменения φ_U , для чего последовательно с обмоткой напряжения реле включаются добавочные активные и емкостные сопротивления.

При $\varphi_U = 90^\circ$ угол $\alpha = 0$, тогда

$$M_B = KU_p I_p \cos \varphi_p = KP_p, \tag{7.11}$$

где P_p — активная мощность, подводимая к реле.

Такое реле получило название косинусного или реле активного типа.

При $\varphi_U = 0$ угол $\alpha = 90^\circ$, тогда

$$M_B = KU_p I_p \sin \varphi_p = KQ_p, \tag{7.12}$$

где Q_p — реактивная мощность, подводимая к реле.

Реле с таким выражением M_B называется синусным или реле реактивного типа.

При $0 < \varphi_U < 90^\circ$ имеем реле смешанного типа, момент вращения которого определяется выражениями (7.10). На рис. 7.8, б приведена векторная диаграмма реле смешанного типа. Контактная система реле выполняется так, что в случае, когда поток Φ_I опережает по фазе поток Φ_U (см. рис. 7.8, б) вращающий момент стремится замкнуть контакты (зона действия реле). Если поток Φ_I отстает по фазе от потока Φ_U , момент направлен на размыкание контактов (зона заклинивания реле), $\sin(\varphi_U - \varphi_p) < 0$ и $M_B < 0$. Угол φ_p , при котором $M_B = 0$, равен φ_U , т.е. вектор I_p совпадает с

вектором I_U (Φ_U) или сдвинут относительно его на 180° . Линия изменения знака момента с положительного на отрицательный, совпадает с вектором Φ_U и называется *линией нулевых моментов*. Линии максимальных и нулевых моментов перпендикулярны друг другу.

Выпускаются реле РБМ либо с одним контактом, который замыкается при $M_B > 0$, либо с двумя — один из них замыкается при положительном M_B , другой — при отрицательном.

Работа реле определяется его характеристиками: угловой, представляющей собой зависимость мощности срабатывания реле от угла φ_p , $S_{с.р} = f(\varphi_p)$ (рис. 7.9, а); вольт-амперной $U_{с.р} = f(I_p)$ (рис. 7.9, б).

$$S_{с.р} = U_{\text{мин}} I_{\text{ном}}, \quad (7.13)$$

где $S_{с.р}$ — мощность срабатывания реле;

$I_{\text{ном}}$ — номинальный ток токовой обмотки реле;

$U_{\text{мин}}$ — минимальное напряжение, подводимое к реле, при котором оно срабатывает.

При токах I_p , отличающихся от $I_{\text{ном}}$, формула (7.13) приобретает вид

$$S_{с.р} = U_{ср} I_p, \quad (7.14)$$

где $U_{ср}$ и I_p — напряжение и ток реле, при которых происходит его срабатывание.

Так как мощность $S_{с.р}$ величина постоянная, то вольт-амперная характеристика реле $U_{с.р} = f(I_p)$ имеет гиперболический характер (см. рис. 7.9, б).

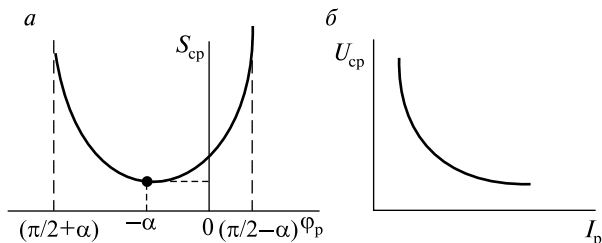


Рис. 7.9. Характеристики реле направления мощности: а — угловая; б — вольт-амперная

Коэффициент возврата реле определяется выражением

$$K_B = S_{в.р} / S_{с.р}, \quad (7.15)$$

где $S_{в.р}$ — мощность возврата реле, которая определяется при номинальном токе реле $I_{\text{ном}}$, по формуле

$$S_{в.р} = U_{\max} I_{\text{ном}}, \quad (7.16)$$

где U_{\max} — максимальное напряжение, подводимое к реле при номинальном токе $I_{\text{ном}}$ в его токовой обмотке, при котором происходит возврат реле.

Мощность срабатывания реле $S_{с.р}$ определяется при минимальном вращающем моменте, действующем на подвижную систему реле $M_{в.мин}$, при котором реле срабатывает:

$$M_{в.мин} = KU_{с.р} I_p \cos(\varphi_p + \alpha). \quad (7.17)$$

Пользуясь выражениями (7.14) и (7.17), получаем

$$S_{с.р} = \frac{M_{в.мин}}{K \cos(\varphi_p + \alpha)}, \quad (7.18)$$

где $\frac{M_{в.мин}}{K}$ — величина постоянная для данного реле, равная минимальной мощности срабатывания реле при угле $\varphi_{р.макс.ч}$.

По выражению (7.18) построена угловая характеристика реле (см. рис. 7.9, а).

7.4. Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита (МТЗ) реагирует на увеличение тока в защищаемом элементе электросети при к.з. или перегрузках. Если в сети несколько последовательных участков оснащены МТЗ, то их селективность обеспечивается с помощью выдержки времени. МТЗ выполняется на базе рассмотренных ранее измерительных токовых реле, логических реле времени, промежуточных и указательных. МТЗ нашла широкое применение как наиболее простая, дешевая и надежная защита.

На рис. 7.10, а изображена совмещенная схема МТЗ высоковольтной линии. Защита выполнена трехфазной и трехрелейной (КА1, КА2 и КА3). Она реагирует на все виды к.з. (трех-, двух- и однофазные) и перегрузки. При этом от трансформаторов тока ТА1, ТА2 и ТА3 протекает ток, достаточный для срабатывания реле тока КА1, КА2 и КА3, контакты которых соединены параллельно. Через замкнувшиеся контакты сработавших реле тока собирается цепь, включающая в себя обмотку реле времени КТ. Последнее с некоторой выдержкой замыкает свои контакты в цепи катушки отключения УАТ выключателя Q линии. В эту цепь вклю-

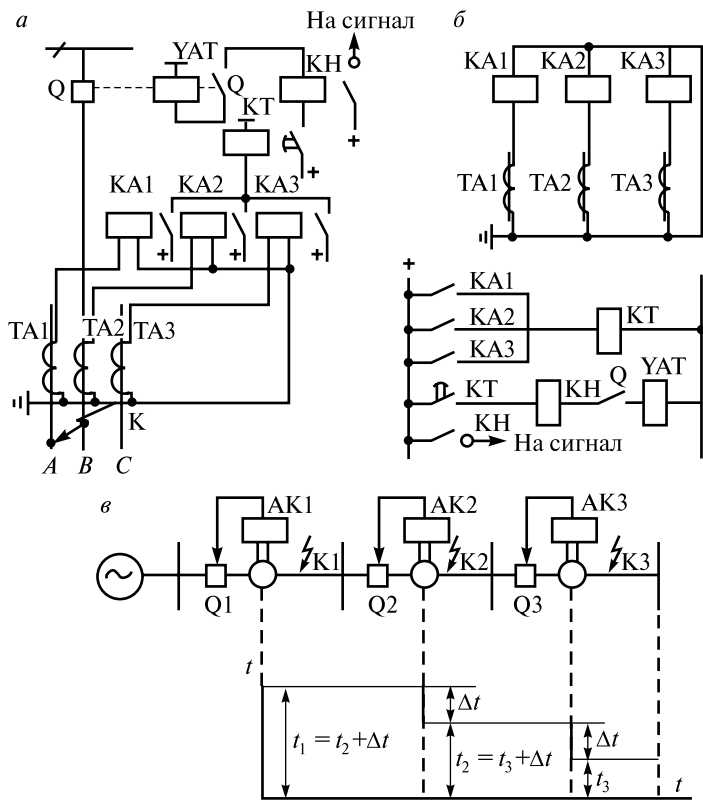


Рис. 7.10. Схемы максимальной токовой защиты (МТЗ):

a — совмещенная; *б* — разнесенная; *в* — диаграмма селективного действия защит

чена также обмотка указательного реле КН, которое при своем срабатывании сигнализирует о действии МТЗ. При протекании тока по катушке YAT выключатель отключается и его вспомогательный контакт Q размыкает цепь катушки YAT раньше, чем это сделает замкнувший ее контакт КТ. При отключении выключателя Q линии трансформаторы тока TA1, TA2 и TA3 обесточат реле KA1, KA2 и KA3, которые разомкнут своими контактами цепь обмотки реле времени КТ, после этого оно разомкнет свои контакты в обесточенной цепи катушки YAT. На рис. 7.11, б схема МТЗ изображена разнесенным способом, при котором проще проследить протекание тока в любой цепи, но сложнее определить взаимодействие элементов схемы.

Такая защита применяется в сетях с односторонним питанием последовательно соединенных линий. На рис. 7.10, *в* показана сеть с тремя последовательными линиями, получающими питание от одного источника. На каждой из трех линий установлены МТЗ (АК1, АК2 и АК3), селективное действие которых достигается настройкой реле времени защит на разное время срабатывания (t_1 , t_2 , t_3) по ступенчатому принципу. Начинают выбор времени срабатывания с наиболее удаленной от источника питания линии и по мере приближения к источнику увеличивают его на ступень селективности Δt . При к.з. в точке K_3 ток повреждения проходит от источника по всем линиям, вызывая срабатывание токовых реле защит АК1, АК2 и АК3, выполненных по схеме рис. 7.10, *а*. Однако сработать должна только защита АК3, имеющая наименьшую выдержку времени t_3 . После отключения поврежденной линии ток в двух других снижается, токовое реле защит АК1 и АК2 отключает реле времени, защиты возвращаются в режим дежурства. При к.з. в точке K_2 должна сработать только защита АК2, при к.з. в точке K_1 — защита АК1. Защита АК1 является одновременно резервной по отношению ко второй линии и отключит ее при к.з. в точке K_2 , если произойдет отказ АК2. Защита АК2 является также резервной для третьей линии. Выдержка времени защит не зависит от величины тока к.з. и определяется только реле времени, поэтому такая защита называется защитой с независимой выдержкой времени. Из рис. 7.10, *в* следует:

$$t_1 = t_2 + \Delta t; t_2 = t_3 + \Delta t, \quad (7.19)$$

где Δt — ступень селективности защит, равная 0,3–0,5 с.

Ступень селективности Δt определяется временем отключения $t_{\text{откл}}$ выключателя поврежденной линии, положительной погрешностью ее защиты $t_{\text{п1}}$ и отрицательной погрешностью $t_{\text{п2}}$ последующей по направлению к источнику питания защиты.

$$t = t_{\text{откл}} + t_{\text{п1}} + t_{\text{п2}} + t_{\text{зап}}, \quad (7.20)$$

где $t_{\text{зап}}$ — время запаса, учитывающее возможные временные неточности в действиях выключателей и защит.

Если принять $t_{\text{откл}} = 0,1$ с; $t_{\text{п1}} = 0,1$ с; $t_{\text{п2}} = 0,1$ с; $t_{\text{зап}} = 0,1$ с, то $\Delta t = 0,1 + 0,1 + 0,1 + 0,1 = 0,4$ с.

При выборе тока срабатывания защиты исходят из условия возврата токового реле в исходное состояние после его срабатывания при к.з. на последующей линии при отключении этого к.з.

$$I_{в.з} > K_{сзп} I_{раб.макс}, \quad (7.21)$$

где $I_{в.з}$ — ток возврата защиты;

$K_{сзп}$ — коэффициент самозапуска асинхронных двигателей после восстановления напряжения сети, понизившегося при к.з., равный 2,5–3;

$I_{раб.макс}$ — максимальный рабочий ток линии.

С учетом необходимого по току запаса, обеспечиваемого коэффициентом запаса ($K_3 = 1,15 - 1,25$), неравенство (7.21) принимает вид

$$I_{в.з} = K_3 K_{сзп} I_{раб.макс}. \quad (7.22)$$

От тока $I_{в.з}$ можно перейти к необходимому для настройки защиты току ее срабатывания $I_{с.з}$, используя коэффициент возврата $K_в$ (7.2):

$$I_{с.з} = \frac{K_3 K_{сзп}}{K_в} I_{раб.макс}. \quad (7.23)$$

Ток уставки срабатывания токового реле $I_{у.с.р}$ и ток срабатывания защиты $I_{с.з}$ связаны выражением

$$I_{у.с.р} = \frac{K_{сх}}{K_I} I_{с.з}, \quad (7.24)$$

где $K_{сх} = I_p / I_{2ТА}$ — коэффициент схемы, учитывающий соотношение тока реле I_p и вторичного тока трансформатора тока ТА, к которому подключено реле (при соединении ТА в полную и неполную звезду $K_{сх} = 1$; при соединении в треугольник и включении реле на разность токов фаз $K_{сх} = \sqrt{3}$);

K_I — коэффициент трансформации трансформатора тока.

Подставив выражение (7.23) в (7.24) получим

$$I_{у.с.р} = \frac{K_3 K_{сзп} K_{сх}}{K_в K_I} I_{раб.макс}. \quad (7.25)$$

Чувствительность МТЗ характеризуется коэффициентом чувствительности

$$K_{ч} = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{с.з}}, \quad (7.26)$$

где $I_{к.мин}^{(2)}$ — минимальный ток двухфазного к.з. на защищаемой линии (для резервной защиты $I_{к.мин}$ берется на резервируемой линии).

Для защиты основной линии $K_q \geq 1,5$; для резервируемой — $K_q \geq 1,2$.
 Длину участка, защищаемого МТЗ, называют *защитной зоной*.
 В защитную зону МТЗ входит защищаемая линия и шины смежной подстанции, а также следующая по направлению от источника питания линия, для которой МТЗ является резервной защитой.

Часть линии или другого защищаемого элемента сети, где защита не действует, называется *мертвой зоной*. Достоинством МТЗ наряду с другими ее положительными качествами, указанными в начале параграфа, является отсутствие мертвой зоны.

Основным недостатком МТЗ является наличие выдержек времени защит, которые возрастают по мере приближения к источнику питания. Таким образом, МТЗ относится к небыстродействующим защитам.

МТЗ с блокировкой по напряжению (рис. 7.11) применяется при недостаточной чувствительности защиты к токам к.з. Уменьшить ток

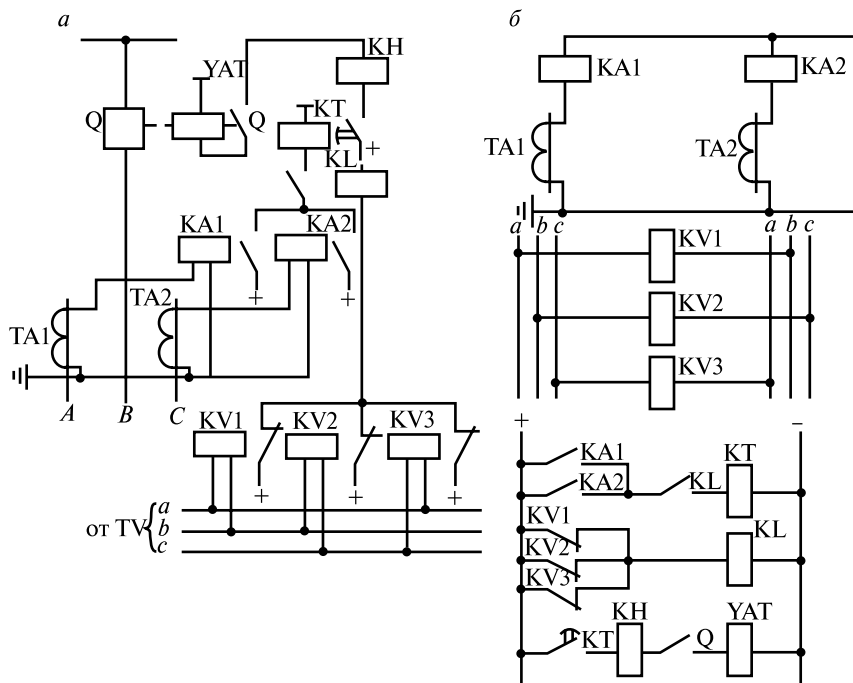


Рис. 7.11. Схемы МТЗ с блокировкой по напряжению:
 а — совмещенная; б — разнесенная

срабатывания защиты и тем самым повысить ее чувствительность можно применением комбинированного измерительного органа (реле тока и реле напряжения). Снижение тока срабатывания защиты осуществляется путем исключения из расчетной формулы (7.23) коэффициента самозапуска асинхронных двигателей.

$$I_{с.з} = \frac{K_3}{K_B} I_{\text{раб.макс}} \quad (7.27)$$

Соответственно изменяется расчетная формула тока срабатывания реле:

$$I_{\text{у.с.р}} = \frac{K_3 K_{сх}}{K_B K_I} I_{\text{раб.макс}} \quad (7.28)$$

Если коэффициент чувствительности не достигает требуемой величины при $I_{с.з}$, определенном по формуле (7.27), то ток срабатывания защиты определяют по току двухфазного к.з. в конце защищаемой линии:

$$I_{с.з} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}}, \quad (7.29)$$

где $K_{\text{ч}}$ — требуемый коэффициент чувствительности.

Схема защиты (рис. 7.11, *а* и *б*) выполнена для линии с изолированной нейтралью и реагирует только на межфазные к.з. Если при перегрузке срабатывают только токовые реле КА1 и КА2, то замыкание контактов этих реле не приводит к запуску реле времени КТ, так как контакты промежуточного реле КЛ в цепи обмотки КТ остаются разомкнутыми. Контакты блокирующих реле минимального напряжения КВ1, КВ2 и КВ3 при нормальном режиме работы или при перегрузке на линии остаются разомкнутыми. Защита будет действовать на отключение выключателя линии Q только в том случае, когда сработают одновременно реле тока и реле минимального напряжения. Это может быть только при к.з., когда возрастает ток в трансформаторах тока ТА1 и ТА2 и снижается напряжение на шинах *а*, *в*, *с* трансформатора напряжения, первичная обмотка которого подключена к шинам распределительного устройства. Через замкнутые контакты реле напряжения получает питание промежуточное реле КЛ, замыкает своими контактами цепь обмотки

реле времени КТ, которая получит питание при замкнутых контактах токовых реле КА1 и КА2. С выдержкой времени, необходимой для селективного действия защиты, реле КТ замыкает свои контакты в цепи катушки отключения УАТ. При этом выключатель Q отключит линию, а указательное реле КН будет сигнализировать о срабатывании МТЗ.

Реле напряжения не должны срабатывать в нормальном режиме, поэтому они отстраиваются от минимального рабочего напряжения по условию

$$U_{с.з} = \frac{U_{\text{раб.мин}}}{K_3 K_B} = 0,7 U_{\text{ном}}, \quad (7.30)$$

где K_3 — коэффициент запаса, равный 1,2;

K_B — коэффициент возврата, равный 1,2;

$U_{\text{раб.мин}}$ — минимальное рабочее напряжение, равное $0,9 U_{\text{ном}}$.

Напряжение уставки срабатывания реле

$$U_{\text{у.с.р}} = \frac{U_{с.з}}{K_U}, \quad (7.31)$$

где K_U — коэффициент трансформации трансформатора напряжения, к которому подключены реле минимального напряжения.

При к.з. в конце защищаемой линии защита должна обладать достаточной чувствительностью по напряжению:

$$K_{\text{ч}U} = \frac{U_{с.з}}{U_{\text{ост.макс}}}, \quad (7.32)$$

где $U_{\text{ост.макс}}$ — остаточное напряжение на шинах РУ, от которых отходит защищаемая линия, при к.з. в конце ее или резервируемой (следующей за ней) линии в максимальном режиме работы системы.

Для основных линий $K_{\text{ч}U} \geq 1,5$, для резервируемых — $K_{\text{ч}U} \geq 1,2$. На длинных линиях чувствительность реле напряжения часто оказывается недостаточной, поэтому МТЗ с блокировкой по напряжению целесообразно применять на линиях малой и средней протяженности.

7.5. Токовая отсечка

Токовая отсечка (ТО) отличается от МТЗ принципом обеспечения селективности. Селективность токовой отсечки достигается выбором такого тока срабатывания защиты, при котором на к.з. реагирует только защита поврежденной линии. Принцип выбора тока срабатывания ТО линии при одностороннем питании представлен на рис. 7.12, на котором показана защищаемая отсечкой АК1 линия между подстанциями А и Б длиной l . Следующая по направлению от источника питания линия защищается отсечкой АК2. По условию селективности токовая отсечка АК1 не должна срабатывать при к.з. за шинами подстанции Б. Для этого расчетную точку К1 выбирают на шинах подстанции Б и определяют максимальный ток трехфазного к.з. в этой точке (кривая 1). Кривая 2 построена для минимального режима к.з. Она имеет меньшую крутизну, чем кривая 1 и располагается ниже ее. Кривые 1 и 2 показывают изменение максимального и минимального тока к.з. в зависимости от удаленности точки к.з. от источника питания.

Для схемы с включением реле на фазные токи расчетным режимом при выборе тока срабатывания защиты АК1 обычно является

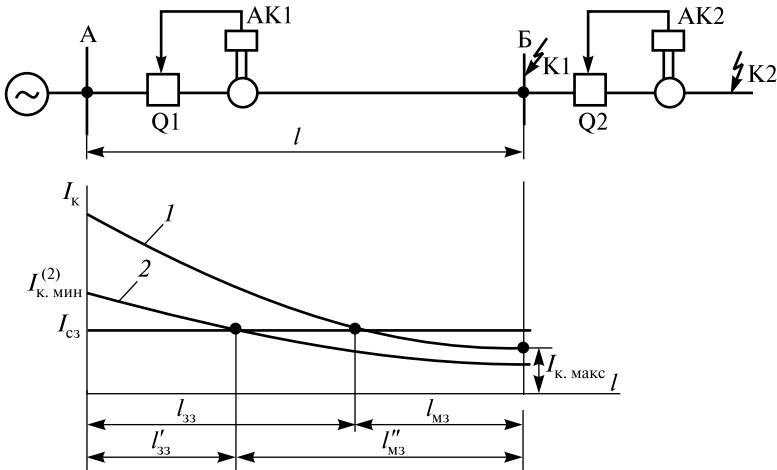


Рис. 7.12. Защитная зона токовой отсечки и характеристика зависимости ее тока срабатывания от расстояния

трехфазное к.з. на шинах подстанции Б в точке К1 в максимальном режиме (кривая 1)

$$I_{c.з} = K_3 I_{к.макс}, \quad (7.33)$$

где K_3 — коэффициент запаса, учитывающий возможные погрешности в расчетах и в токе срабатывания реле (для реле РТ-40 $K_3 = 1,2-1,3$; для РТ-80 (РТ-90) $K_3 = 1,5-1,6$).

Поскольку коэффициент запаса $K_3 > 1$, то защитная зона $l_{зз}$ оказывается меньше расстояния между подстанциями А и Б. При этом появляется мертвая зона $l_{мз}$, в которой ток срабатывания защиты больше тока к.з. и токовая отсечка не действует. Наличие мертвой зоны является недостатком токовой отсечки. В этом случае для отключения линии при к.з. в мертвой зоне применяют вторую токовую отсечку, имеющую минимальную выдержку времени, схема которой соответствует схеме МТЗ (см. рис. 7.10). Вторая ТО, с выдержкой времени, имеет несколько меньшее значение $I_{c.з}$ и срабатывает при к.з. на следующей линии в точке К2. Но так как К2 находится в зоне действия защиты АК2, которая не имеет выдержки времени, то она раньше АК1 (у которой есть выдержка времени) отключит поврежденную линию.

Так как токовая отсечка без выдержки времени на внешние к.з. не реагирует, то коэффициент возврата в формуле (7.33) не учитывается. Ток уставки срабатывания реле определяется по выражению (7.24). Если в него подставить $I_{c.з}$ из формулы (7.33), то получим

$$I_{у.ср} = \frac{K_3 K_{сх}}{K_I} I_{к.макс}. \quad (7.34)$$

При изменении режима к.з. с максимального на минимальный (кривая 2) защитная зона ТО снижается с $l_{зз}$ до $l'_{зз}$, а мертвая зона увеличивается с $l_{мз}$ до $l''_{мз}$. Защитная зона ТО составляет обычно 30—60 % от длины защищаемой линии.

Чувствительность токовой отсечки определяется длиной защищаемой зоны $l_{зз}$ и коэффициентом чувствительности

$$K_{ч} = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{c.з}} \geq 2, \quad (7.35)$$

где $I_{к.мин}^{(2)}$ — ток двухфазного к.з. в начале защищаемой линии при минимальном режиме работы системы.

Так как одна токовая отсечка не защищает полностью линию и не реагирует на перегрузки, то она применяется в комбинации с другими защитами. Выше рассматривалась токовая отсечка с выдержкой времени, дополняющая ТО без выдержки, но они обе не реагируют на перегрузки. Поэтому нередко ТО применяют совместно с МТЗ, которая реагирует на к.з. в любой точке защищаемой линии, на перегрузки в линии и резервирует ТО и МТЗ следующей линии, хотя имеет значительные выдержки времени.

На рис. 7.13, *а, б* показана комбинированная схема защиты линии с помощью МТЗ и ТО. Токовая отсечка включает в себя токо-

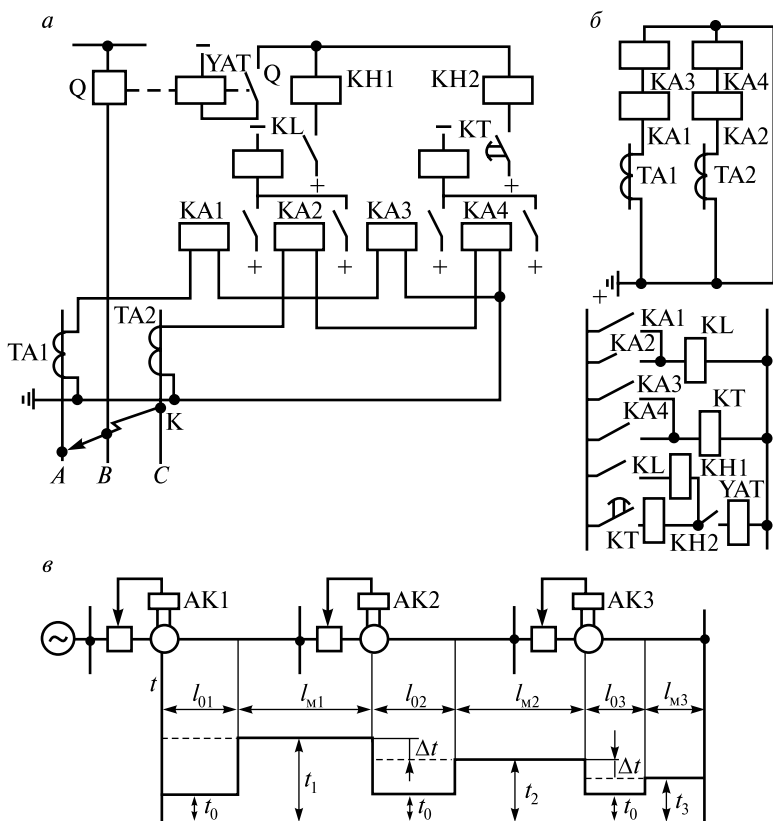


Рис. 7.13. Комбинированная схема защиты МТЗ и ТО:

а — совмещенная; *б* — разнесенная; *в* — диаграмма времени срабатывания защит

вые реле КА1 и КА2, которые срабатывают при близких к.з. на защищаемой линии. Через обмотку промежуточного реле КЛ при этом протекает ток, оно замыкает своими контактами цепь катушки отключения УАТ выключатель Q линии через катушку указательного реле КН1. Токовые реле МТЗ КА3 и КА4 также замкнут свои контакты в цепи обмотки реле времени КТ, но так как контакты последнего замыкаются с выдержкой времени, то отключение выключателя Q произведет ТО, действующая без выдержки.

Если же к.з. произойдет в мертвой зоне ТО или в линии возникнет перегрузка, то при этом сработают токовые реле КА2 и КА4 МТЗ и реле времени КТ с выдержкой замкнет цепь УАТ через катушку указательного реле КН2. Выключатель Q отключится с выдержкой максимальной токовой защитой. Указательные реле КН1 и КН2 фиксируют, какая защита отключила линию.

На рис. 7.13, в изображена диаграмма, иллюстрирующая зависимость времени срабатывания защит от места возникновения к.з. Из диаграммы видно, что при к.з. в начале линий токовая отсечка на участках l_{01} , l_{02} и l_{03} отключает поврежденную линию за время t_0 , а при к.з. на участках l_{M1} , l_{M2} и l_{M3} отключает МТЗ с выдержками времени t_1 , t_2 и t_3 . На участках l_{01} , l_{02} и l_{03} МТЗ является резервной по отношению к ТО и время ее действия показано штриховой линией.

7.6. Максимальная токовая направленная защита

Для селективного действия в сетях с двусторонним питанием и в кольцевых сетях, где МТЗ не может обеспечить селективность, применяют направленную МТЗ, для чего токовую защиту дополняют измерительным реле направления мощности. Благодаря этому реле максимальная токовая направленная защита (МТНЗ) реагирует не только на величину тока в защищаемом элементе, но и на его фазу относительно напряжения на шинах у места установки защиты. Для защиты высоковольтных сетей реле мощности настраиваются так, чтобы их действие происходило при направлении мощности короткого замыкания от шин в линию. При противоположном направлении мощности (к.з. на линии отсутствует) реле не действует.

Выбор параметров защиты рассматривается на примере использования ее в сети, показанной на рис. 7.14, а. На схеме питание осу-

ществляется от двух источников. Стрелками указано направление мощности, при котором реле мощности разрешают работу комплектов защит АК1—АК6. Токи срабатывания защит и токовых реле, входящих в комплекты защит, определяются по выражениям (7.23), (7.24), (7.25). Расчет выдержек времени защит производится по встречно-ступенчатому принципу. Согласовываются между собой защиты, реагирующие на одно направление мощности: АК1, АК3, АК5 реагируют на направление мощности от левого источника; АК2, АК4, АК6 — от правого. При этом должны учитываться выдержки защит радиальных линий, которые действуют на выключатели 7, 8, 9 и 10.

Для примера будем считать: $t_7 = 1$ с; $t_{10} = 0,5$ с; $\Delta t = 0,5$ с.

При этом выдержка времени защиты АК5 равняется $t_5 = t_{10} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1$ с; защиты АК2 — $t_2 = t_7 + \Delta t = 1 + 0,5 = 1,5$ с. По мере приближения к источнику питания выдержки времени защит, реагирующих на направление мощности от этого источника, возрастают на ступень Δt , наибольшие выдержки имеют ближние к источникам защиты АК1 и АК6.

На к.з. в точке К1 реагируют защиты АК1, АК3 от левого источника и АК4, АК6 — от правого. Отключение выключателей произведут защиты АК3 ($t_3 = 1,5$) и АК4 ($t_4 = 2$ с), поврежденная линия будет отключена с двух сторон. Нетрудно по диаграмме выдержек времени убедиться, что при к.з. в точке К2 отключение поврежденной линии произведут защиты АК1 ($t_1 = 2$ с) и АК2 ($t = 1,5$ с). Таким образом, при к.з. на любой линии она отключается избирательно с двух сторон, все остальные элементы сети остаются в работе.

Схемы МТНЗ приведена на рис. 7.14, б, в. В схемах применены токовые реле (КА1, КА2, КА3) и однофазные реле направления мощности (KW1, KW2, KW3). Токовые обмотки этих реле подключены к трансформаторам тока ТА1—ТА3, обмотки напряжения — к шинам U_A , U_B , U_C трансформатора напряжения. При к.з. на линии токовые реле и реле направления мощности, замыкая свои контакты, подают питание на реле времени КТ1, которое с выдержкой времени замыкает цепь катушки отключения YAT1 выключателя линии Q1 через его вспомогательный контакт Q1' и указательное реле КН1. Реле направления мощности включается по 90-градусной схеме (токовая обмотка получает ток от одной фазы, обмотка напряжения включена на межфазное напряжение двух других фаз). При трех-

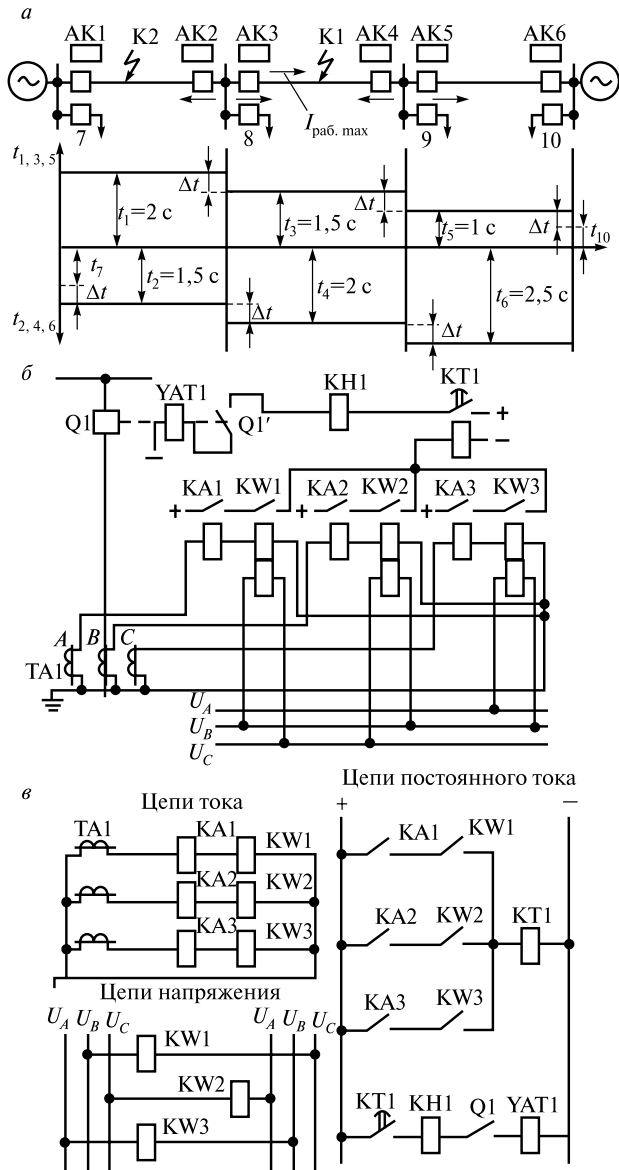


Рис. 7.14. Направленная МТЗ:

а — диаграмма селективности защиты; *б* и *в* — совмещенная и разнесенная схемы защиты

фазном к.з. вблизи места установки защиты напряжение в сети резко падает. Если напряжение, подводимое к реле мощности при этом окажется слишком малым, то оно не сработает. Участок линии, на котором к.з. не вызывает срабатывания реле направления мощности, а следовательно, защиты, называется мертвой зоной.

Наличие мертвой зоны и большие выдержки времени, особенно вблизи источников питания, являются недостатками максимальной токовой направленной защиты. Эти недостатки могут быть устранены, если совместно с МТНЗ применить токовую отсечку. Такая защита широко используется в сетях напряжением до 35 кВ.

7.7. Дифференциальная токовая защита

Для защиты элементов электроустановок широко используется дифференциальный принцип, при котором действие защиты основано на результатах сравнения токов двух (и более) защищаемых элементов (линий) или по концам одного элемента.

Продольная дифференциальная токовая защита основана на сравнении токов в начале и в конце защищаемого элемента. Для этого по концам линии устанавливают трансформаторы тока ТА1 и ТА2 с одинаковыми коэффициентами трансформации (рис. 7.15). Вторичные обмотки трансформаторов соединяются двухпроводной линией, к которой подключено реле тока КА.

В нормальном режиме и при внешних к.з., т.е. при замыканиях за пределами зоны защиты, которая расположена между трансформаторами ТА1 и ТА2, например в точке К2, ток в обмотке реле равен разности вторичных токов трансформаторов ТА1 и ТА2 (рис. 7.15, а):

$$I_p = I_{21} - I_{22}. \quad (7.36)$$

Так как в этом режиме $I_{21} = I_{22}$, то ток в реле равен нулю и защита не срабатывает.

При к.з. в линии между трансформаторами тока, например в точке К1 (рис. 7.15, б), ток в реле равен сумме токов от ТА1 и ТА2, реле срабатывает и отключает выключатели Q1 и Q2. Следовательно, защита реагирует на внутренние и не реагирует на внешние к.з. за пределами зоны защиты, а также на токи нормального режима, т.е. она обладает абсолютной селективностью.

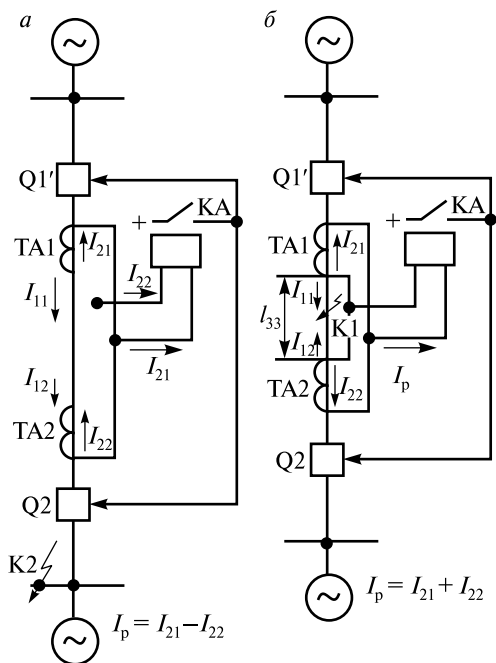


Рис. 7.15. Продольная дифференциальная токовая защита линии: а — при к.з. за пределами защищаемой линии; б — при к.з. на линии

Вследствие погрешностей трансформаторов тока их вторичные токи I_{21} и I_{22} неодинаковы, поэтому в нормальном режиме через реле протекает ток небаланса, который при внешних к.з. резко возрастает и может привести к ложному срабатыванию защиты. Чтобы этого не произошло, реле включают через специальные быстронасыщающиеся трансформаторы или отстраивают от токов небаланса.

Недостатком защиты является необходимость соединения трансформаторов тока проводами, что увеличивает стоимость защиты и снижает ее надежность. Такую защиту применяют для линий 110—220 кВ длиной до 10—15 км.

Поперечная дифференциальная токовая защита сравнивает токи одноименных фаз в двух параллельных линиях, присоединенных к общим шинам (рис. 7.16). Трансформаторы тока ТА1 и ТА2 обеих линий имеют одинаковые коэффициента трансформации. Реле тока КА и токовые обмотки реле направления мощности КВ1 и КВ2 включаются на разность токов вторичных обмоток ТА1 и ТА2. При нормальном режиме работы и внешних к.з., например в точке К2, токи в обеих линиях равны, разность вторичных токов ТА1 и ТА2 равна нулю, и защита не срабатывает.

При к.з. на защищаемой линии в точке К1 (рис. 7.16, а) равенство токов в линиях нарушается: ток через выключатель Q1 будет больше тока через выключатель Q2, соответственно вторичный ток трансформатора тока ТА1 I_{21} окажется больше тока ТА2 I_{22} . Раз-

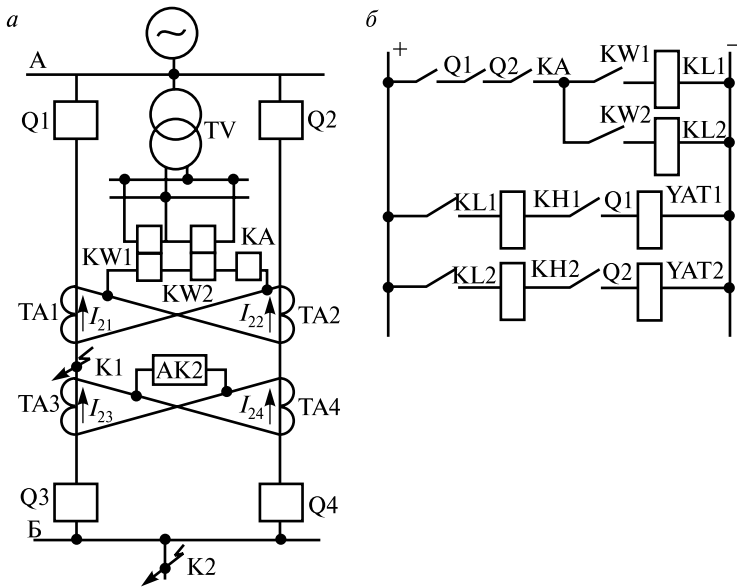


Рис. 7.16. Схема поперечной дифференциальной токовой защиты:
a — совмещенная; *б* — разнесенная

ность этих токов приведет к срабатыванию реле направления мощности KW1 и реле тока КА, если она окажется достаточной для их срабатывания. Реле мощности KW2 при этом не будет действовать, так как его обмотка напряжения подключена к шинам трансформатора напряжения TV в противофазе по отношению к обмотке напряжения реле KW1. Зона срабатывания реле KW1 является зоной заклинивания реле KW2 и наоборот (см. рис. 7.8, б). При срабатывании реле КА и KW1 их контакты (рис. 7.16, б) замыкают цепь обмотки промежуточного реле KL1 (блокировочные контакты выключателей Q1 и Q2 замкнуты, так как выключатели включены). Реле KL1 своими контактами замыкает цепь отключающей катушки YAT1 выключателя Q1, который отключает поврежденную линию. Указательное реле KH1 при этом также срабатывает и сигнализирует о срабатывании защиты.

После отключения выключателя Q1 его блокировочный контакт размыкает цепь возможного питания обмотки промежуточного реле KL2, так как контакты реле КА и KW2 могут замкнуть эту цепь и

произвести ложное отключение. Причиной этого может явиться наличие тока в трансформаторе тока ТА2. При отключенном выключателе Q1 в цепи токовых обмоток KW1, KW2 и КА остается один ток I_{22} , который может привести к срабатыванию защиты и замыканию цепи катушки отключения YAT2 выключателя Q2 контактом промежуточного реле KL2.

Таким образом, после отключения одной из параллельных линий поперечная дифференциальная защита автоматически выводится из работы блокировочными контактами Q1 и Q2 в цепи промежуточных реле KL1 и KL2. Поэтому каждая из линий на этот случай должна иметь еще и резервную защиту.

Другим недостатком поперечной направленной токовой дифференциальной защиты является наличие двух мертвых зон: в начале линии и в конце. Мертвая зона по напряжению в начале линии обусловлена снижением напряжения, подводимого к реле направления мощности при близких трехфазных к.з. Эта зона перекрывается, как правило, токовой отсечкой. Мертвая зона в конце линии обусловлена тем, что при к.з. вблизи шин подстанции Б токи в линиях различаются незначительно и разность токов I_{21} , I_{22} оказывается недостаточной для срабатывания реле КА. Комплект защиты АК2 подстанции Б произведет отключение выключателя Q3, так как от трансформаторов тока ТА3 и ТА4 через АК2 будет протекать сумма вторичных токов трансформаторов. После отключения выключателя Q3 ток к.з. через выключатель Q2 протекать не будет, и равенство токов в трансформаторах ТА1 и ТА2 нарушится. Дифференциальная защита подстанции А отключит выключатель Q1. Таким образом, выключатели Q3 и Q1 отключаются поочередно (каскадно), что увеличивает время протекания тока к.з. по линии практически в два раза.

Поперечная дифференциальная токовая защита широко используется в сетях 35—110 кВ, в трехфазном исполнении при больших токах замыкания на землю, в двухфазном — при малых.

7.8. Защита от замыканий на землю

В сетях с заземленной нейтралью замыкание фазы на землю является коротким и требует отключения поврежденного элемента. На такие к.з. реагирует МТЗ в трехфазном исполнении (см. рис. 7.10),

но она может иметь достаточно большую выдержку времени и низкую чувствительность к однофазным к.з. Так как однофазные замыкания на землю составляют примерно 65 % от всех видов замыканий, применение защит от таких повреждений необходимо для выполнения требований селективности и чувствительности защиты при удовлетворительном быстродействии. Достоинством такой защиты является ее простота и то, что она не реагирует на токи нагрузки, т.е. ее не нужно отстраивать от токов нормального режима и перегрузок, за счет чего можно повысить чувствительность.

Измерительным органом защиты является реле тока KA_0 , подключенное к фильтру токов нулевой последовательности ZA (рис. 7.17). При однофазном к.з. на землю возникает несимметричный режим и появляются токи нулевой последовательности I_0 (см. параграф 2.7), которые суммируются

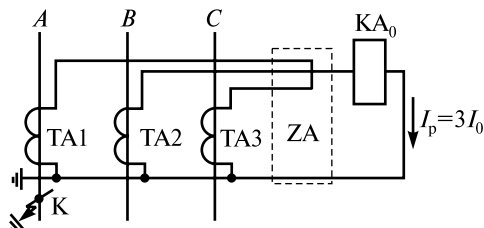


Рис. 7.17. Схема включения фильтра токов нулевой последовательности

в нулевом проводе. Реле тока KA_0 защиты включено в рассечку нулевого провода, и через него будет протекать ток $3I_0$. В нормальном режиме, а также при междуфазных к.з. токи нулевой последовательности отсутствуют и $I_p = 0$. В действительности, учитывая, что трансформаторы тока $TA1$, $TA2$ и $TA3$ по характеристикам неидентичны (в пределах заводских допусков), то в нормальном режиме через реле протекает ток небаланса, от которого реле отстраивается по условию

$$I_{c,p} = K_3 I_{нб.макс}, \quad (7.37)$$

где K_3 — коэффициент запаса, равный 1,3—1,5;
 $I_{нб.макс}$ — максимальный ток небаланса в реле.

Ток срабатывания защиты $I_{c,з}$ определяется по формуле

$$I_{c,з} = I_{c,p} K_I, \quad (7.38)$$

где K_I — коэффициент трансформации трансформатора тока.

Если линия делится на участки выключателями, то время срабатывания защиты нулевой последовательности определяется на

каждом из них как для максимальных токовых защит по ступенчатому принципу.

Максимальная направленная токовая защита нулевой последовательности (МНТЗНП) применяется в сетях, имеющих несколько трансформаторов с заземленными нейтральями. Избирательное действие МНТЗНП может быть обеспечено применением в защите реле направления мощности KW_0 (рис. 7.18), токовая обмотка которого включается в рассечку нулевого провода последовательно с обмоткой токового реле KA_0 . Обмотку напряжения реле KW_0 присоединяют к обмотке «разомкнутый треугольник» трансформатора напряжения TV , на котором при однофазных к.з. появляется утроенное напряжение нулевой последовательности $3U_0$. Подбор выдержек времени для реле времени KT производится по встречно-ступенчатому принципу, как для МТНЗ (см. рис. 7.14). Ток срабатывания токового реле и защиты определяются по выражениям (7.37) и (7.38). Трансформаторы тока $TA1$, $TA2$ и $TA3$ используются для подключения токовых реле $KA1$, $KA2$ и $KA3$ максимальной токовой защиты и одновременно образуют фильтр токов нулевой последовательности для питания реле KA_0 и KW_0 .

Рассмотренные защиты нулевой последовательности широко используются в сетях напряжением 110 кВ и выше.

В сетях с изолированной нейтралью или нейтралью заземленной через дугогасящую катушку, пробой изоляции одной фазы на зем-

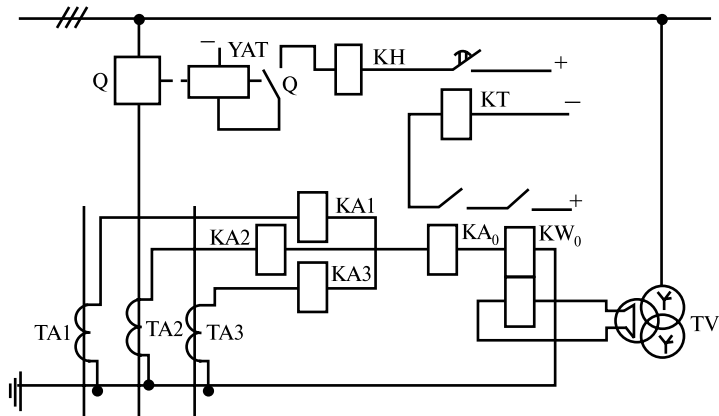


Рис. 7.18. Схема направленной максимальной токовой защиты нулевой последовательности

лю не приводит к к.з. Такие сети называются сетями с малым током замыкания на землю, которые не превышают 30—40 А при напряжении 6—10 кВ и 5—10 А при напряжении 35 кВ. Как отмечалось в параграфе 3.2, вследствие незначительной величины тока замыкания на землю и отсутствия нарушений режима работы приемников электроэнергии работа таких сетей в большинстве случаев допускается в течение длительного времени, а защиты от данного вида повреждений действуют в основном на сигнал и только в особых случаях на отключение.

Сигнализация при замыкании на землю может быть общая на все распределительное устройство или индивидуальная на каждое присоединение РУ. Общая сигнализация выполняется с помощью реле контроля изоляции (на рис. 3.6, б оно имеет обозначение KV). Для индивидуальной сигнализации, указывающей поврежденное присоединение РУ, используют защиты, реагирующие на ток нулевой последовательности. Эти защиты должны обладать высокой чувствительностью вследствие малой величины тока замыкания на землю, поэтому выполнение их вызывает определенные трудности. Например при выполнении защиты по схеме рис. 7.18 во вторичных обмотках трансформаторов тока ТА1, ТА2, ТА3, выбранных по максимальному рабочему току, токи будут незначительными при протекании тока замыкания на землю. Чувствительность защиты в этом случае не будет обеспечена.

Для повышения чувствительности защиты ее дополняют (ТТНП) ТАЗ (рис. 7.19) **трансформатором тока нулевой последовательности** в качестве фильтра тока нулевой последовательности. Особенность конструкции ТТНП позволяет обеспечить срабатывание реле при токах замыкания на землю порядка 3—5 А. ТТНП состоит из магнитопровода, набранного из стальных пластин, имеющих форму кольца. На магнитопроводе расположена вторичная обмотка, к которой подключено реле тока КА. Первичной обмоткой являются фазы А, В, С кабеля, на который надет ТТНП. При нормальном режиме работы и междуфазных к.з. сумма

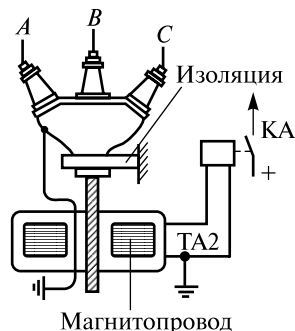


Рис. 7.19. Схема защиты от замыканий на землю с ТТНП

токов трех фаз равна нулю: $I_A + I_B + I_C = 0$. Результирующий магнитный поток в магнитопроводе от этих токов также равен нулю ($\Phi_p = 0$). При замыкании какой-либо фазы на землю появляются токи нулевой последовательности I_{0A} , I_{0B} , I_{0C} , сумма которых равна $3I_0$, так как эти токи совпадают между собой по фазе. В магнитопроводе возникает результирующий магнитный поток ($\Phi_p > 0$), под действием которого во вторичной обмотке возникает ток, вызывающий срабатывание реле КА. Реле замыкает цепь индивидуальной сигнализации.

При замыкании в сети на землю токи повреждения могут замыкаться как через землю, так и по проводящей оболочке кабеля, в том числе и неповрежденного, что может вызвать неправильное действие защиты. Поэтому воронку и кабель на участке от ТТНП до воронки изолируют от земли, а заземляющий воронку провод пропускают через окно магнитопровода. При таком исполнении заземления кабеля токи, проходящие по броне и проводящей оболочке кабеля, компенсируются токами, возвращающимися по заземляющему проводу. Магнитные потоки, создаваемые этими токами, взаимно уничтожаются. Для установки ТТНП на воздушных линиях применяют кабельные вставки.

На рис. 7.20, а показана схема с изолированной нейтралью. В обмотках источника питания действуют фазные напряжения U_A , U_B и U_C . При нормальной работе, наряду с рабочими токами нагрузки, по фазам проходят токи, обусловленные равномерно распределенными по длине проводов емкостями фаз относительно земли, которые на рис. 7.20, а заменены сосредоточенными емкостями конденсаторов C_A , C_B , C_C . Место присоединения конденсаторов к линии на емкостные токи I_{CA} , I_{CB} , I_{CC} практически не влияет, так как индуктивное и активное сопротивление линии ничтожно малы по сравнению с емкостными сопротивлениями фаз относительно земли. При отсутствии токов нагрузки (для простоты рассуждений) напряжения во всех точках линии можно считать одинаковыми ($U_A = U_B = U_C$), так как емкостные токи I_{CA} , I_{CB} , I_{CC} малы и падением напряжения в проводах от этих токов можно пренебречь. На векторной диаграмме (рис. 7.20, б) вектора токов фаз равны между собой и опережают по фазе соответствующие напряжения на углы 90° , образуя симметричную систему.

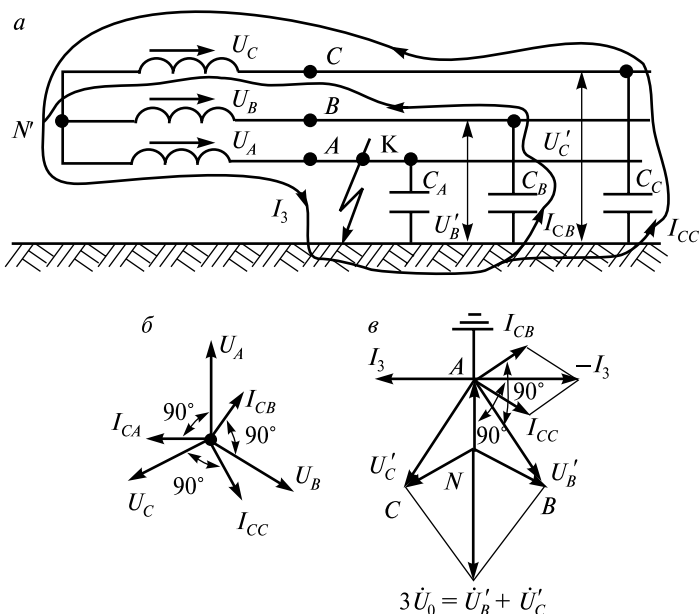


Рис. 7.20. Однофазное замыкание на землю в сети с изолированной нейтралью: *а* — схема сети; *б* — векторная диаграмма токов и напряжений до замыкания на землю; *в* — то же после замыкания

При пробое изоляции фазы *A* на землю в точке *K* потенциал провода фазы *A* снижается до нуля ($U_A = 0$), емкостной ток этой фазы тоже становится равным нулю ($I_{CA} = 0$). Напряжения неповрежденных фаз *B* и *C* повышаются в $\sqrt{3}$ раз и становятся равными междуфазным: $U_{B'} = \sqrt{3} U_B = U_{BA}$ и $U_{C'} = \sqrt{3} U_C = U_{CA}$. Ток замыкания на землю I_3 равен геометрической сумме емкостных токов неповрежденных фаз и противоположен ей по фазе (рис. 7.20, *в*) $I_3 = -(I_{CB} + I_{CC}) = 3I_0$. Таким образом, токи I_3 и I_0 совпадают по фазе и отстают от вектора U_0 на $90'$.

Изменение фазных напряжений и появление напряжения нулевой последовательности можно использовать для выполнения защиты от замыкания на землю. Если емкостной ток линии в сетях с изолированной нейтралью соизмерим с полным током замыкания на землю I_3 , то токовую защиту, реагирующую на емкостной ток, осуществить нельзя. В таких случаях применяют направленную за-

щиту нулевой последовательности. Пробой изоляции линий продольного электроснабжения (ПЭ) 10 кВ электрифицированных железных дорог и линий 10 кВ, питающих устройства СЦБ (сигнализации, централизации и блокировки), проходящих вдоль железной дороги, может привести к попаданию тока замыкания на землю в рельсовые цепи устройств СЦБ и может вызвать ложное срабатывание этих устройств.

Реле 3ЗП-1 (рис. 7.21) выполняет роль направленной защиты нулевой последовательности и широко применяется для селективного отключения ВЛ 10 кВ ПЭ и СЦБ при суммарном емкостном токе замыкания на землю от 0,2 до 20 А. Защита реагирует на ток и напряжение нулевой последовательности. Токочные цепи 3ЗП-1 подключаются к ТТНП защищаемой линии на ток $3I_0$, а цепи напряжения — к обмотке «разомкнутый треугольник» трансформатора напряжения на напряжение $3U_0$. Для подключения к ТТНП реле имеет промежуточный трансформатор тока ТЛА, ко вторичной обмотке которого присоединен конденсатор С6.

ТЛА является основой согласующего устройства, в которое входят резисторы R5, R6, R9, диоды VD1 и VD2, конденсатор С6 и разрядник FV. Согласующее устройство преобразует ток $3I_0$ в напряжение (на конденсаторе С6), сдвинутое по фазе на 90° относительно I_0 ; позволяет регулировать ток срабатывания защиты (изменением числа витков вторичной обмотки ТЛА); ограничивает

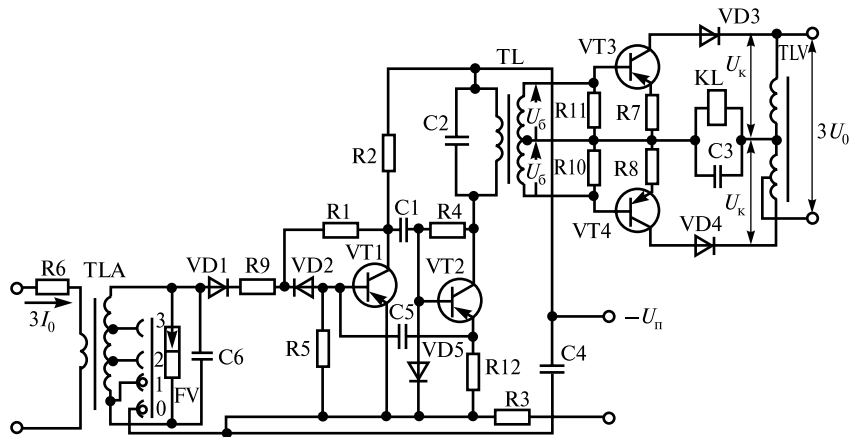


Рис. 7.21. Схема реле типа 3ЗП-1

амплитуду выходного напряжения согласующего устройства с помощью диодов VD1 и VD2, обеспечивая целостность транзистора VT1; защищает от перенапряжений элементы реле с помощью разрядника FV.

Двухкаскадный усилитель переменного тока состоит из транзисторов VT1 и VT2, диода VD5, резисторов R1, R2, R3, R4, R12, конденсаторов C1, C2, C4, C5 и трансформатора TL с двумя вторичными обмотками, к которым подключается фазочувствительный усилитель. На выходе усилителя включен колебательный контур TL—C2, настроенный на резонансную частоту $f_0 = 50$ Гц. Он предназначен для выделения и усиления основной составляющей выходного сигнала согласующего устройства частотой 50 Гц.

Фазочувствительный усилитель состоит из автотрансформатора TLV, транзисторов VT3 и VT4, диодов VD3 и VD4, резисторов R7, R8, R10, R11, конденсатора C3 и выходного реле KL.

При замыкании на землю фазы защищаемой линии на первичную обмотку TLA через R6 подается ток $3I_0$. Во вторичной обмотке возникает ток, протекающий по конденсатору C6, на котором создается падение напряжения, сдвинутое по фазе на 90° относительно тока. Под действием этого напряжения на одной его полувольте усилитель на транзисторах VT1 и VT2 будет запирается, на другой — отпираться. При отпирании VT2 конденсатор C2 будет заряжаться от источника питания реле, при запираии — разряжаться на первичную обмотку TL. Во вторичной обмотке TL наводится переменное напряжение, которое питает базовые цепи транзисторов VT3 и VT4 напряжением U_6 , поочередно открывая и закрывая их. На автотрансформатор TLV подается от трансформатора напряжения напряжение нулевой последовательности $3U_0$, под действием которого возникают напряжения U_k , питающие коллекторные цепи VT3 и VT4. При совпадающих по фазе напряжениях U_6 и U_k в течение одного полупериода переменного тока открыты VT3 и VD3, а в течение другого — VT4 и VD4. При этом ток в обмотке промежуточного реле KL достигает максимального значения и оно срабатывает, отключая защищаемую линию. По мере увеличения угла сдвига фаз между U_6 и U_k время открытого состояния транзистора и диода в каждом полупериоде сокращается, среднее значение тока в обмотке реле KL уменьшается, реле перестает действовать.

Особенностью однофазного замыкания на землю для линий, питающихся от распределительных устройств 6 (10) кВ тяговых подстанций постоянного тока, является наличие в токе замыкания на землю частот 10 Гц и выше, что приводит в ряде случаев к ложной работе защиты или ее загроблению. Поэтому специально для тяговых подстанций разработана модификация защиты ЗЗП-1 (ЗЗП-1М) с повышенной отстройкой от высших гармонических составляющих тока.

7.9. Дистанционная защита

В схемах электроснабжения постоянно меняются режимы работы, могут возникать различные виды к.з. в разных точках сети, что существенно влияет на величину токов и действие токовых защит. В сложных сетях токовые защиты не всегда удовлетворяют требованиям селективности и быстродействия. В связи с этим желательно иметь защиту, время действия которой определялось бы только расстоянием от места ее установки до точки к.з. Таковой является *дистанционная защита*, основанная на использовании реле сопротивления, которое реагирует на отношение напряжения U_p , подводимого к реле, к току I_p , протекающему через реле. Это отношение называется *сопротивлением на зажимах реле защиты* Z_p . При соответствующем включении реле это сопротивление пропорционально расстоянию от места установки защиты до точки к.з. и не зависит от режима работы системы электроснабжения.

Наибольшее применение получили дистанционные двух- и трехступенчатые защиты. Параметрами каждой ступени являются длина защищаемой зоны (зз) и время срабатывания ($t_{c.з.}$). Дистанционные защиты могут быть ненаправленными и направленными: первые применяются в радиальных сетях с односторонним питанием, вторые — в сетях любой конфигурации. Однако применение дистанционной защиты в простых сетях, где выполнение требования селективности обеспечивают простые и дешевые токовые защиты, нецелесообразно, так как она значительно сложнее по выполнению и дороже по стоимости. Дистанционную защиту применяют преимущественно в сложных сетях напряжением 35—500 кВ и в тяговых сетях переменного тока электрифицированных железных дорог.

Селективное действие трехступенчатой направленной дистанционной защиты осуществляется по встречно-ступенчатому принципу, как у токовой направленной защиты (рис. 7.22). Комплекты защит АКЗ1, АКЗ3, АКЗ5 реагируют на направление мощности к.з. от левого источника питания, защиты АКЗ2, АКЗ4, АКЗ6 — от правого. Номера характеристик выдержек времени соответствуют номерам защит: АКЗ1 имеет характеристику 1, АКЗ2 — характеристику 2 и т.д. Четные характеристики (2, 4, 6) защит, реагирующих на мощности к.з. от правого источника питания располагаются ниже оси. На рис. 7.22 показаны зоны действия защит АКЗ1 и АКЗ6. Длина первой зоны защиты (l_{11} , l_{61}) составляет 70—80 % длины защищаемой линии, длина второй зоны (l_{12} , l_{62}) включает незащищенный участок защищаемой линии и 30—40 % смежной линии, в третью зону (l_{13} , l_{63}) входит вся сеть за исключением первых двух зон. В первой зоне защиты действуют без выдержки времени, и время их срабатывания (t_{11} , t_{61}) определяется собственным временем срабатывания реле, входящих в защиту. Выдержка времени защит во второй зоне выбирается с учетом выдержек времени МТЗ радиальных линий и трансформаторов, подключенных к шинам подстанций, питающихся от защищаемой линии. Время срабатывания защит во второй зоне (t_{12} , t_{62}) складывается из соб-

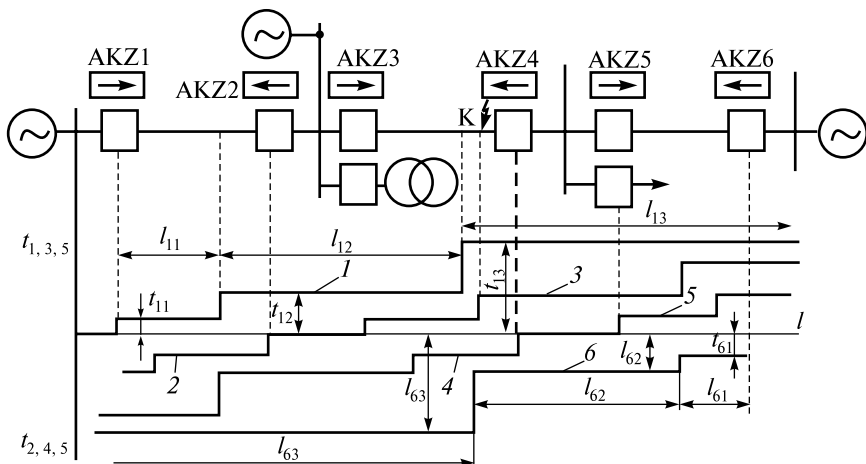


Рис. 7.22. Диаграмма селективности трехступенчатой направленной дистанционной защиты

ственного времени срабатывания реле и выдержки времени. Время срабатывания защит в третьей зоне (t_{13} , t_{63}) выбирается из условия превышения времени срабатывания резервных защит линий. При к.з. на второй линии в точке К приходят в действие защиты АКЗ1, АКЗ3 от левого источника питания и АКЗ4, АКЗ6 — от правого. Отключение поврежденной линии осуществляют защиты АКЗ4 (без выдержки времени) и АКЗ3 (с выдержкой времени). Защиты АКЗ1 и АКЗ6, имеющие время t_{13} и t_{62} , после отключения поврежденной линии должны вернуться в исходное состояние.

Реле сопротивления KZ применяется в качестве измерительного органа в дистанционных защитах. К измерительному реле сопротивления подводится от трансформатора напряжения U_p и ток I_p от трансформатора тока. При к.з. напряжение U_p снижается, а ток I_p возрастает. При снижении сопротивления, подводимого к реле,

$Z_p = \frac{U_p}{I_p}$ до заданной величины $Z_{c.p}$ происходит срабатывание реле KZ. Сопротивление, подводимое к зажимам реле, является комплексной величиной: $Z_p = R_p + jX_p$. Характеристика срабатывания реле сопротивления на комплексной плоскости представляет собой

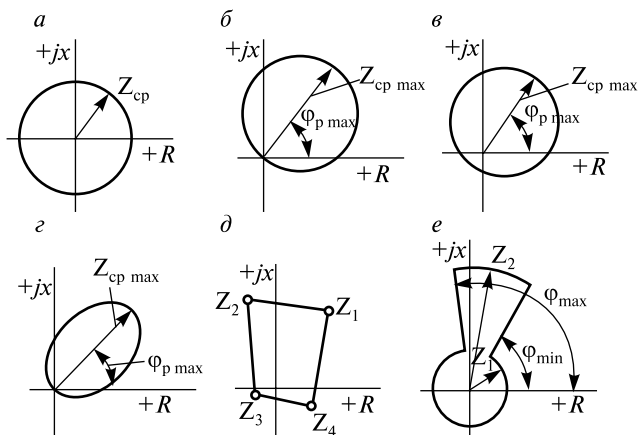


Рис. 7.23. Характеристики срабатывания реле сопротивления на комплексной плоскости:

a — полного сопротивления; *б* — направленное реле; *в* — со смещенной круговой характеристикой; *г* — с эллиптической характеристикой; *д* — с четырехугольной характеристикой; *е* — с характеристикой «замочная скважина»

геометрическое место точек, удовлетворяющих условию $Z_p = Z_{y.c.p.}$. На рис. 7.23 приведены основные характеристики срабатывания различных реле сопротивления. В зависимости от вида характеристики различают реле полного сопротивления (рис. 7.23, а), направленное реле сопротивления (рис. 7.23, б), реле сопротивления со смещенной круговой (рис. 7.23, в) и с эллиптической (рис. 7.23, г) характеристиками. На основе интегральных микросхем промышленность выпускает реле сопротивления с более сложными характеристиками, например, имеющие четырехугольную форму (рис. 7.23, д). Электронная дистанционная защита тяговой сети переменного тока имеет характеристику «замочная скважина» (рис. 7.23, е). Эта характеристика комбинированная: первая ступень защиты имеет характеристику, представляющую собой окружность с центром в начале координат и радиусом $Z1$; вторая ступень — дугу сектора окружности радиусом $Z2$ с центром в начале координат и в пределах углов φ_{\min} и φ_{\max} . Из характеристик следует, что $Z_{c.p.}$ постоянно только у реле полного сопротивления (см. рис. 7.23, а) и у первой ступени «замочной скважины» (см. рис. 7.23, е). У остальных реле оно зависит от угла φ_p . Некоторому углу максимальной чувствительности $\varphi_{p.макс.ч}$ соответствует наибольшее сопротивление срабатывания $Z_{c.p. макс}$, т.е. наибольшая чувствительность.

Схема реле сопротивления со смещенной характеристикой показана на рис. 7.24. Напряжение U_p , подводимое к реле, через промежуточный трансформатор напряжения подается на двухполупериодный выпрямитель VS1 в виде величины $K_3 U_p$. На второй выпрямитель VS2 подводится величина $K_1 U_p + K_2 I_p$. Ее слагаемое $K_1 U_p$, обеспечивающее смещение характеристики относительно начала координат, берется от TLV, а $K_2 I_p$ — от промежуточных трансформаторов тока TLA и напряжения TLV, по первичным обмоткам которых протекает ток I_p . При нормальной работе сети напряжение с выпрямителя VS1 значительно больше, чем с VS2, ток через исполнительный орган EA будет прохо-

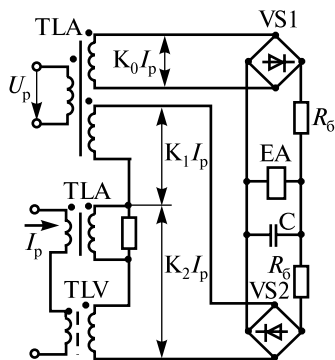


Рис. 7.24. Схема реле сопротивления со смещенной характеристикой

доть справа налево. При близком к.з. напряжение сети снижается, ток в линии и реле резко возрастает. Напряжение в выпрямителе VS1 снижается, а в VS2 растет. Ток EA меняет направление, исполнительный орган срабатывает. Таким образом, реле представляет собой схему сравнения двух величин $K_1 U_p + K_2 I_p$ и $K_3 U_p$. Результатом сравнения является переключение EA или сохранение им прежнего состояния. Конденсатор С предусмотрен в схеме для сглаживания пульсаций выпрямленных токов, балансные резисторы R_6 поддерживают необходимую величину выпрямленных токов. Время действия такого реле сопротивления составляет 0,04—0,06 с и не зависит от Z_p .

Принципиальная схема дистанционной направленной трехступенчатой защиты показана на рис. 7.25. Каждая ступень защиты содержит измерительный орган. У первой и второй ступени — это ненаправленные или направленные реле сопротивления KZ2 и KZ3 (дистанционные органы). Измерительный орган третьей ступени KZ1 является одновременно пусковым органом всей защиты. Пусковыми органами защиты могут быть токовые реле. Использование пускового органа сопротивления позволяет повысить чувствительность защиты к токам к.з., так как реагируя на отношение $U_p/I_p = Z_p$, он более четко отличает перегрузки от к.з. Орган направления мощности KW предотвращает срабатывание защиты при направлении мощности к шинам подстанции и предусматривается в тех случаях, когда пусковой орган не обладает направленностью действия.

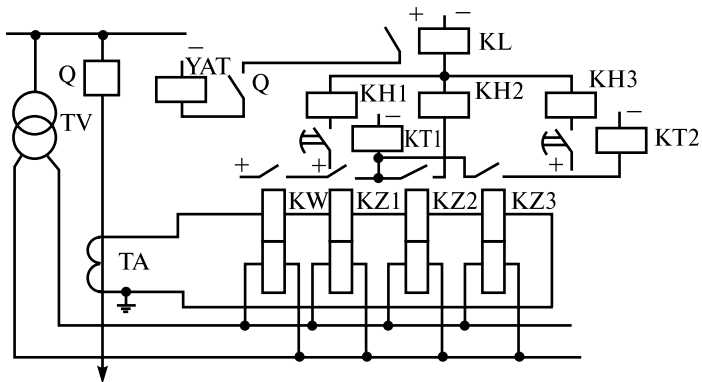


Рис. 7.25. Схема дистанционной направленной трехступенчатой защиты

Действие защиты при повреждениях в различных точках системы рассмотрим на примере защиты АКЗ1 (см. рис. 7.22). Орган направления мощности KW (см. рис. 7.25) позволяет действовать защите только при направлении мощности от шин в линию. Пусковой орган защиты KZ1 срабатывает при к.з. в любой точке системы. Если повреждение происходит в пределах первой зоны l_{11} , то срабатывают реле KW, KZ1, KZ2, через катушку указательного реле КН2 собирается цепь на катушку промежуточного реле KL, которое сразу замыкает цепь катушки отключения УАТ выключателя линии Q. Фиксирует отключение линии первой ступенью защиты реле КН2. При к.з. во второй зоне l_{12} реле KZ2 действовать не будет, так как повреждение — за пределами зоны действия реле. Через контакты сработавших реле KW, KZ1 и KZ3 собирается цепь на реле времени КТ2, которое с выдержкой замкнет цепь реле KL, а та в свою очередь — цепь УАТ выключателя Q. Реле времени КТ1 при этом также запускается, но не успевает сработать, так как имеет большую выдержку времени, чем КТ2. Указательное реле КН3 при этом фиксирует работу защиты во второй зоне. При к.з. в третьей зоне l_{13} дистанционные органы KZ2 и KZ3 не срабатывают, через контакты KW и KZ1 запускается реле времени КТ1, которое замкнет своими контактами цепь реле KL через указательное реле КН1, если раньше место повреждения не отключит защита АКЗ3 (см. рис. 7.22) или АКЗ5, для которых третья ступень защиты АКЗ1 осуществляет дальнейшее резервирование. При неисправностях в цепях трансформатора напряжения TV и в режиме качаний в системе защита может сработать неправильно. Для исключения этого дистанционную защиту снабжают блокировками, выводящими ее из работы в указанных режимах.

7.10. Общие сведения о защитах силовых трансформаторов

Трансформаторы являются надежным оборудованием электроустановок. Но в процессе эксплуатации возможны их повреждения или возникновение ненормальных режимов, которые обуславливают необходимость установки защит.

Основными видами повреждений являются многофазные и однофазные к.з. в обмотках и на выводах трансформаторов, а также «пожар стали» магнитопровода. Однофазные замыкания могут быть

на землю и между витками обмотки (витковые). Наиболее вероятны многофазные и однофазные к.з. на выводах трансформаторов и однофазные витковые замыкания в обмотках. Значительно реже в обмотках возникают многофазные к.з. «Пожар стали» случается также редко, но может нанести серьезные повреждения магнитопроводу. Причиной его является нарушение изоляции между листами магнитопровода, что ведет к увеличению потерь на перемагничивание и вихревые токи, повышению местного нагрева и дальнейшему разрушению изоляции. Недопустимый нагрев при «пожаре стали» и под действием электрической дуги при витковых замыканиях приводит к разложению трансформаторного масла и других изоляционных материалов. Следствием этих процессов является выделение газа и повышение давления внутри бака трансформатора.

Ненормальные режимы работы трансформаторов обусловлены внешними к.з., перегрузками, понижением уровня масла. При внешних к.з. по обмоткам трансформаторов протекают токи, которые во много раз превышают номинальные, создавая опасность перегрева и повреждения обмоток. Внешние к.з. (сверхтоки) сопровождаются снижением напряжения в сети за трансформатором. Перегрузки трансформаторов обуславливаются режимами работы потребителей электроэнергии. При этом увеличение тока даже в 2 раза сверх номинального не требует немедленного отключения трансформатора. Он может оставаться в работе в этом режиме до 10 мин. Перегрузку током $1,6I_{\text{ном}}$ можно допускать в течение уже 45 мин. Понижение уровня масла может произойти при образовании течи вследствие повреждения бака, сильном снижении температуры окружающей среды.

Защиты трансформаторов действуют на их отключение от всех источников питания при многофазных к.з., витковых замыканиях, замыканиях одной фазы на землю при заземленной нейтрали и значительном выделении газов из масла. Они должны также отключать трансформатор при к.з. на линиях, питающихся от него, если по каким-то причинам не отключаются выключатели линий. Защиты должны действовать на сигнал при перегрузках, слабом газообразовании, повышении температуры и понижении уровня масла.

Газовая защита трансформаторов от внутренних повреждений, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла должна быть предусмотрена для трансформаторов мощностью

6300 кВ·А и более, а также для внутрицеховых понижающих трансформаторов мощностью 630 кВ·А и более. Кроме того, такой защитой можно укомплектовывать также трансформаторы мощностью 1000—4000 кВ·А.

Защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение — при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Продольная дифференциальная защита без выдержки времени предусматривается на трансформаторах мощностью 6300 кВ·А и более, а также на параллельно работающих трансформаторах мощностью 4000 кВ·А. Дифференциальная защита может быть предусмотрена на трансформаторах меньшей мощности, но не менее 1000 кВ·А, если токовая отсечка не удовлетворяет требованиям чувствительности, а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 с.

Токовая отсечка нашла широкое применение для защиты трансформаторов вследствие своей простоты и быстродействия и является вместе с газовой защитой основной при внутренних повреждениях трансформаторов мощностью менее 6300 кВ·А, если удовлетворяет требованию чувствительности. Токовая отсечка не ставится на трансформаторы, имеющие дифференциальную защиту.

Максимальная токовая защита используется в качестве основной защиты маломощных трансформаторов, так как она небыстродействующая и имеет ограниченную чувствительность. При наличии быстродействующих защит от внутренних повреждений трансформаторов МТЗ используется как резервная от таких видов повреждений и основная от внешних к.з. На трехобмоточных трансформаторах с односторонним питанием МТЗ устанавливают со стороны всех трех обмоток.

7.11. Газовая защита, токовая отсечка и максимальная токовая защита трансформаторов

Газовая защита, как указывалось в параграфе 7.10, основана на использовании явления газообразования в баке поврежденного трансформатора в результате разложения масла и изолирующих материалов.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле KSG, устанавливаемое в маслопроводе 2 (рис. 7.26, а) между баком 1 и расширителем 3. Ранее выпускалось поплавковое газовое реле типа

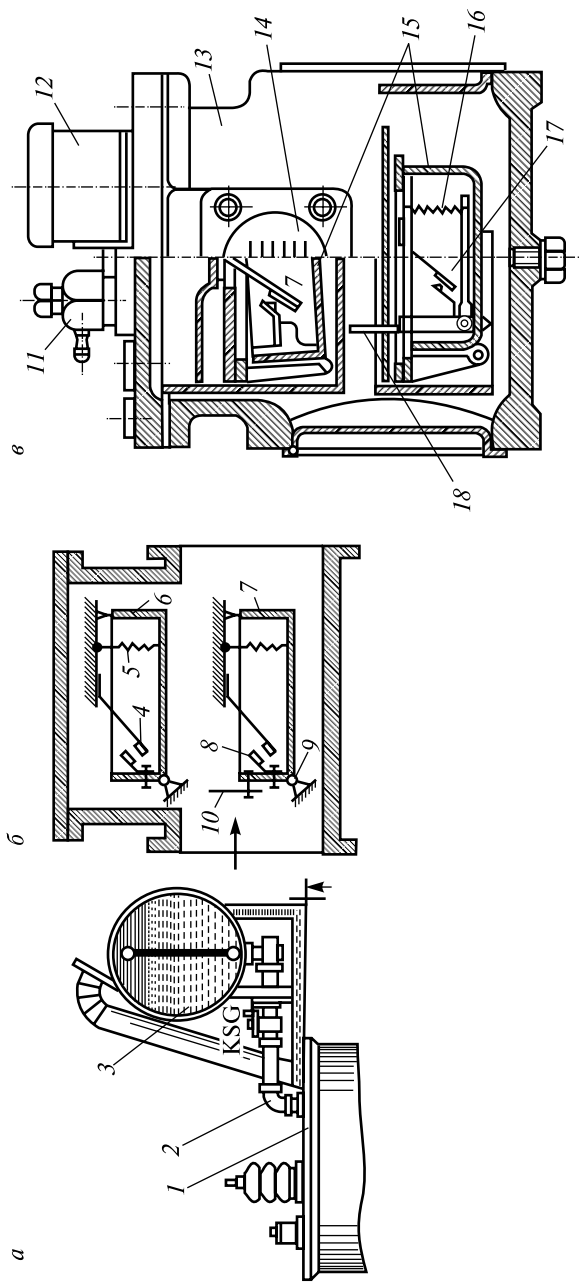


Рис. 7.26. Газовое реле:

a — установка газового реле на трансформаторе; *б* — упрощенный разрез реле РГЧЗ-66; *в* — его конструктивное выполнение

РГЗ-22, которое еще встречается в эксплуатации. В настоящее время трансформаторы комплектуются в основном газовым реле типа РГЧЗ-66 с чашкообразными элементами 6 и 7 (рис. 7.26, б). Элементы выполнены в виде плоскодонных алюминиевых чашек. В нормальном режиме при наличии масла в корпусе чашки удерживаются пружинами 5 в верхнем положении. При отсутствии масла в корпусе и наличии его в чашках масса чашек с маслом достаточна для преодоления силы натяжения пружины. Поэтому понижение уровня масла сопровождается опусканием чашек и замыканием контактов 8 и 4. Сначала опускается верхняя чашка и реле действует на сигнал. При интенсивном газообразовании возникает сильный поток масла и газов из бака в расширитель, направление которого показано на рис. 7.26, б стрелкой. На пути потока расположена пластина, при повороте которой вместе с нижней чашкой вокруг оси 9 происходит замыкание контактов в цепи отключения трансформатора. В зависимости от скорости масла и газов время срабатывания реле составляет 0,05—0,5 с. Реле имеет три пластины 10, откалиброванные по скорости потока масла и газов на 0,6; 0,9 и 1,2 м/с.

Конструкция газового реле типа РГЧЗ-66 показана на рис. 7.26, в, где нашли отражение некоторые подробности конструкции, отсутствующие на рис. 7.26, б. На крышке реле расположен кран 11 для отбора пробы газа и выпуска его из реле, коробка 12 с зажимами от контактов 17 реле. В корпусе 13 имеется окно, закрытое смотровым стеклом 14. Внутри корпуса находятся алюминиевые чашки 15, которые удерживаются в верхнем положении пружинами. Пластина 18 отклоняется под действием потока газов и масла вокруг своей оси при неподвижной нижней чашке. При аварийной быстрой утечке масла из бака трансформатора обе чашки опускаются вниз. Нижняя чашка при повороте давит на стойку, на которой закреплена пластина 18, и действует на замыкание контактов 17. При этом цепи сигнализации и отключения замыкаются практически одновременно. В днище реле находится пробка с резьбой для спуска влаги и грязного масла, скапливающихся в нижней части реле.

Схема газовой защиты трансформатора приведена на рис. 7.27. На ней показаны контакты газового реле КSG: верхние — с действием на сигнал через указательное реле КНЗ при слабом газообразовании; нижние — на обмотку напряжения промежуточного реле защиты KL2 через указательное реле КН4 и переключаемую при

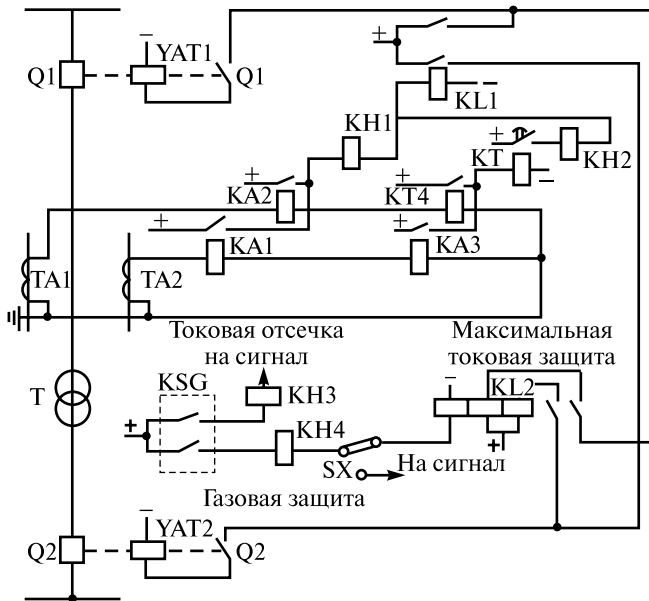


Рис. 7.27. Схема газовой и токовых защит трансформатора

необходимости на сигнал накладку SX. Реле KL2 — трехобмоточное, оно имеет, кроме обмотки напряжения, две удерживающие токовые обмотки. При подаче напряжения на реле KL2 через контакты KSG замыкаются его контакты и собираются цепи отключения выключателей Q1 (от плюса через токовую обмотку и контакт KL2, блок-контакт Q1, катушку отключения YAT1 до минуса) и Q2 (от плюса через другую токовую обмотку и контакт KL2, блок-контакт Q2, катушку отключения YAT2 до минуса). Поврежденный трансформатор T1 отключается выключателями Q1 и Q2.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждений внутри бака; сравнительно малое время срабатывания; простота выполнения; способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам.

К недостаткам защиты следует отнести: отсутствие реагирования на повреждения вне бака между трансформатором и выключателями; возможность ложных действий защиты при попадании в бак воздуха, например, при доливке масла после ремонта. На время выхо-

да растворенного в масле воздуха газовая защита переключается на сигнал с помощью накладки SX. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты от внутренних повреждений.

На трансформаторах небольшой и средней мощности применяют токовые защиты, которые обеспечивают отключение при повреждениях на выводах трансформатора и на его соединениях с выключателями.

Токовая отсечка трансформатора, схема которой также приведена на рис. 7.27, отстраивается от тока внешнего к.з. на шинах низшего напряжения за выключателем Q2.

$$I_{с.з} = K_3 I_{к.макс2} / K_T, \quad (7.39)$$

где $K_3 = 1,3-1,4$ — коэффициент запаса;

$I_{к.макс2}$ — максимальный ток к.з. на шинах вторичного напряжения одиночно работающего трансформатора;

K_T — коэффициент трансформации трансформатора.

Ток срабатывания реле токовой отсечки определяется по выражению (7.24):

$$I_{с.р} = \frac{K_{сх}}{K_I} I_{с.з}.$$

Чувствительность токовой отсечки характеризуется коэффициентом чувствительности

$$K_{ч} = \frac{I_{к.мин1}^{(2)}}{I_{с.з}} \geq 2, \quad (7.40)$$

где $I_{к.мин1}^{(2)}$ — ток двухфазного к.з. минимального режима на первичной стороне трансформатора (между TA1, TA2 и T на рис. 7.27).

Так как токовая отсечка отстраивается от токов к.з. за трансформатором путем введения в расчетную формулу коэффициента запаса K_3 , то появляется мертвая зона защиты, в которую входит часть вторичной обмотки трансформатора. Обычно считается, что токовая отсечка защищает только первичную обмотку.

Максимальная токовая защита предусматривается на трансформаторах любой мощности для защиты от внешних к.з. Она полнос-

тью защищает трансформатор и является резервной для токовой отсечки и дифференциальной защиты в случае их отказа. Выдержку времени МТЗ трансформатора принимают на ступень выше, чем у защит присоединений, подключенных к шинам вторичного напряжения.

Ток срабатывания МТЗ при одном понижающем трансформаторе

$$I_{с.з} = \frac{K_3 K_{сзп}}{K_B} I_{раб.макс}; \quad (7.41)$$

при двух трансформаторах

$$I_{с.з} = 2 \frac{K_3 K_{сзп}}{K_B} I_{раб.макс}, \quad (7.42)$$

где K_3 — коэффициент запаса, равный 1,15—1,25;

$K_{сзп}$ — коэффициент самозапуска асинхронных двигателей, равный 2,5—3;

K_B — коэффициент возврата реле, равный 0,85;

$I_{раб.макс}$ — максимальный рабочий ток первичной обмотки трансформатора; при одном трансформаторе $I_{раб.макс} = I_{ном.т}$, при двух трансформаторах $I_{раб.макс} = 0,7 I_{ном.т}$ ($I_{ном.т}$ — номинальный ток первичной обмотки трансформатора).

С целью упрощения расчетов рекомендуется для отстройки МТЗ от токов самозапуска ток срабатывания выбрать по условию

$$I_{с.з} \geq 4 I_{ном.т}, \quad (7.43)$$

а ток срабатывания реле по выражению (7.25):

$$I_{с.р} = \frac{K_{сх}}{K_I} I_{с.з}.$$

Коэффициент чувствительности защиты

$$K_{ч} = I_{к.мин2}^{(2)} / I_{с.з.кт} K_T, \quad (7.44)$$

где $I_{к.мин2}^{(2)}$ — ток двухфазного к.з. минимального режима за трансформатором;

K_T — коэффициент трансформации защищаемого трансформатора, необходим для приведения тока к первичной обмотке, где установлена МТЗ.

Для защищаемого трансформатора $K_{\text{ч}} \geq 1,5$ МТЗ также выполняет функции резервной защиты для отходящих от шин вторичного напряжения линий. В этом случае $I_{\text{к.мин}}^{(2)}$ берется в конце линии, защита которой резервируется МТЗ, а $K_{\text{ч}} \geq 1,2$.

Отстройка защиты от самозапуска асинхронных двигателей загроубляет МТЗ и снижает ее чувствительность. Если $K_{\text{ч}} < 1,5$, применяют блокировку защиты по напряжению, позволяющую принять $K_{\text{сзп}} = 1$ в формулах (7.41) и (7.42), так как отстройку от перегрузки обеспечивают реле напряжения.

Комбинированная схема токовой отсечки и МТЗ трансформатора показана на рис. 7.27 (верхняя часть). При к.з. в первичной обмотке трансформатора или на его вводах срабатывают токовые реле КА1, КА2, КА3, КА4, если токи к.з. протекают по трансформаторам тока ТА1 и ТА2. Через замкнувшиеся контакты реле КА1 и КА2 собирается цепь с промежуточным реле КЛ1, которое срабатывает. Контакты КЛ1 замыкают цепи катушек отключения YAT1 и YAT2 включателей Q1 и Q2, которые отключают поврежденный трансформатор. Указательное реле отсечки КН1 фиксирует ее срабатывание. При к.з. внешних или во вторичной обмотке трансформатора Т, а также при недопустимых перегрузках срабатывают реле КА3 и КА4, через контакты которых получает ток реле времени КТ. Контакты реле КТ с выдержкой времени замыкают цепь реле КЛ через обмотку указательного реле МТЗ КН2. Реле КЛ замыкает цепи катушек отключения YAT1 и YAT2 и отключает трансформатор с двух сторон выключателями Q1 и Q2.

7.12. Дифференциальная защита трансформаторов

Дифференциальная защита реагирует на повреждения внутри трансформатора, на его вводах и в соединениях с выключателями. Защита относится к числу быстродействующих. Принцип выполнения защиты такой же, как для линий на рис. 7.15. Вторичные обмотки трансформаторов тока ТА1 и ТА2 (рис. 7.28, а), установленных соответственно со стороны первичной и вторичной обмоток трансформатора Т, соединяются между собой так, чтобы при внешних к.з. (в точке К1) и при нормальной нагрузке в реле КА протекала разность вторичных токов $I_{\text{р}} = I_{21} - I_{22}$, близкая к нулю. При

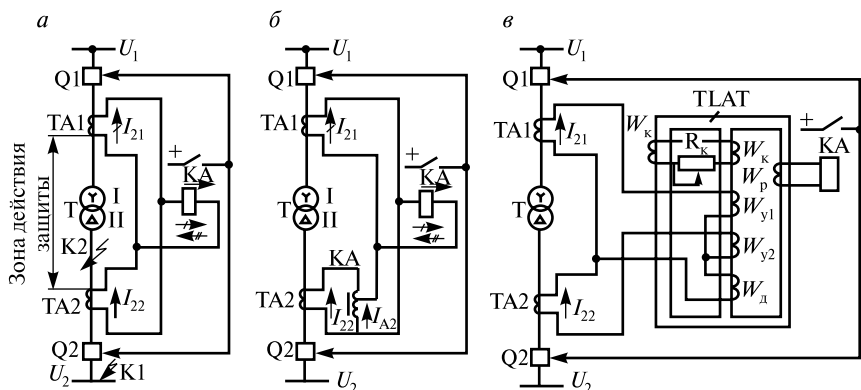


Рис. 7.28. Дифференциальная защита трансформатора:
 а — принципиальная схема; б — схема защиты с автотрансформатором; в — схема защиты с насыщающимся трансформатором

к.з. в зоне действия защиты (в точке К2) ток в трансформаторе ТА2 отсутствует или меняет направление на противоположное, тогда $I_p = I_{21} + I_{22}$ становится больше тока уставки реле КА, которое замыкает цепь на отключение выключателей Q1 и Q2. Защита будет обладать наибольшей чувствительностью, если I_p будет равен нулю при внешнем к.з. и нормальном режиме работы, на которые защита не должна реагировать. На ток I_p влияют коэффициенты трансформации трансформаторов тока ТА1 и ТА2, схемы их соединения и обмоток силового трансформатора, броски токов намагничивания и изменение коэффициента трансформации защищаемого трансформатора Т. Номинальные токи первичных обмоток ТА1 и ТА2 выбирают по номинальным токам первичной и вторичной обмоток силового трансформатора. При этом стремятся, чтобы вторичные токи ТА1 и ТА2 в цепи реле КА получились примерно одинаковыми. Так как в каталоге шкала номинальных токов трансформаторов тока является дискретной, то добиться равенства I_{21} и I_{22} практически не удастся вследствие неидентичности характеристик трансформаторов тока. Кроме того, при схеме соединения обмоток силового трансформатора Y/Δ и одиннадцатой группе ток, протекающий по первичным обмоткам трансформаторов тока на стороне «треугольника», опережает на угол 30° ток, протекающий по первичным обмоткам ТА со стороны «звезды». Таким образом, для бес-

печения необходимой чувствительности защиты нужно выравнять вторичные токи по величине и фазе.

Неравенство токов по величине во вторичных обмотках трансформаторов тока приводит к появлению в реле КА (рис. 7.28, а) тока небаланса рабочего режима, который значительно возрастает при возникновении внешнего к.з. При вычислении тока небаланса учитывают три его составляющие. Первая из них обусловлена различием характеристик намагничивания трансформаторов тока, питающих защиту. Вторая связана с изменением коэффициента трансформации силового трансформатора при регулировании напряжения, поскольку при этом изменяется соотношение между токами I_{21} и I_{22} . Третья составляющая учитывает неполное равенство токов в реле от неточного их выравнивания в плечах циркуляции.

Компенсация неравенства тока осуществляется установкой автотрансформаторов со стороны более мощных и менее нагруженных трансформаторов тока (рис. 7.28, б). За счет отпаек осуществляют регулирование тока I_{A2} , протекающего через реле КА от автотрансформатора. Несмотря на установку автотрансформаторов, в реле все-таки протекает некоторый ток небаланса, от которого защита должна быть отстроена по условию

$$I_{с.з} = K_3 K_I I_{нб.макс} = K'_3 I_{нб.макс}, \quad (7.45)$$

где K_3 и K'_3 — коэффициенты запаса;

$I_{нб.макс}$ — максимальный ток небаланса при внешнем к.з.

Броски токов намагничивания, возникающие в первичной обмотке трансформатора при его включении или восстановлении на нем напряжения, могут в 6—8 раз превышать амплитуду нормального тока. Для дифференциальной защиты такие броски токов намагничивания соответствуют к.з. в защищаемой зоне, так как ток в реле поступает только от одного трансформатора тока. Затухание броска тока происходит в течение 1—2 с. Однако уже по истечении 0,3—0,5 с его максимальное мгновенное значение становится меньше амплитуды номинального тока трансформатора. Отстройка защиты от бросков токов намагничивания может осуществляться загроулением защиты по току срабатывания (завышением $I_{с.з}$ и снижением ее чувствительности), выдержкой времени защиты на время до затухания броска тока (защита теряет свое быстроедействие).

Насыщающиеся трансформаторы тока (НТТ) обеспечивают отстройку защиты от бросков токов намагничивания с сохранением

необходимой чувствительности и быстродействия. Для выполнения защиты применяются реле типа РНТ-565. Принципиальная схема защиты в однофазном изображении приведена на рис. 7.28, в. Реле состоит из насыщающегося трансформатора ТЛАТ с трехстержневым магнитопроводом и исполнительного органа КА (реле типа РТ-40). На магнитопроводе имеются следующие обмотки: уравнивательные W_{y1} и W_{y2} , дифференциальная W_d , рабочая W_p и две обмотки короткозамкнутого контура W_k . Обмотки W_{y1} , W_{y2} и W_d секционированы и имеют выводы для регулировки числа витков. С их помощью добиваются для нормального режима выполнения условия

$$I_{21}W_{y1} - I_{22}W_{y2} + (I_{21} - I_{22})W_d = 0. \quad (7.46)$$

При этом результирующий магнитный поток в магнитопроводе ТЛАТ отсутствует и в обмотке реле КА тока нет. Таким образом, подбором числа витков осуществляют отстройку защиты от токов небаланса из-за разных I_{21} и I_{22} . Магнитопровод ТЛАТ выполняется из стали с широкой и близкой к прямоугольной форме петель гистерезиса. При этом ток намагничивания защищаемого трансформатора со значительной апериодической составляющей в рабочую обмотку W_p практически не трансформируется, и реле КА при бросках токов включения трансформатора ложно не срабатывает. Таким образом, наличие в токе апериодической составляющей как бы тормозит действие реле КА. Эффективность торможения можно регулировать резистором в цепи обмоток W_k . При к.з. в зоне защиты I_{22} равен нулю (при одностороннем питании) или изменяет свой знак (при двустороннем питании), в этом случае возникает (магнитодвижущая сила):

$$F = I_{21}W_{y1} + I_{22}W_{y2} + (I_{21} + I_{22})W_d. \quad (7.47)$$

Созданный ею магнитный поток наводит в рабочей обмотке W_p ЭДС и реле КА срабатывает. Расчет тока срабатывания защиты производится по выражению (7.45), причем $K'_3 = 1,3$.

В ряде случаев, особенно при наличии встроенного регулирования напряжения под нагрузкой, а также на трансформаторах, имеющих источники питания с нескольких сторон, определяющим при выборе тока срабатывания является отстройка от максимального тока небаланса при внешних к.з. В этом случае чувствительность защиты с реле РНТ может оказаться недостаточной. Тогда диффе-

ренициальная защита выполняется посредством реле с торможением типа ДЗТ, а также с насыщающимися трансформаторами тока НТТ, но имеющее дополнительные тормозные обмотки, увеличивающие ток срабатывания реле.

Сдвиг по фазе токов, циркулирующих в дифференциальной защите от трансформаторов тока ТА1 и ТА2, возникает, как отмечалось в начале этого параграфа, при соединении обмоток трансформатора по схеме Y/Δ («звезда-треугольник»). Для компенсации этого фазового сдвига трансформаторы тока ТА2 со стороны «треугольника» соединяют в «звезду», а ТА1 со стороны «звезды» в «треугольник» (рис. 7.29, а). Векторные диаграммы токов в фазах и линиях трансформатора Т показаны на рис. 7.29, б (первичная об-

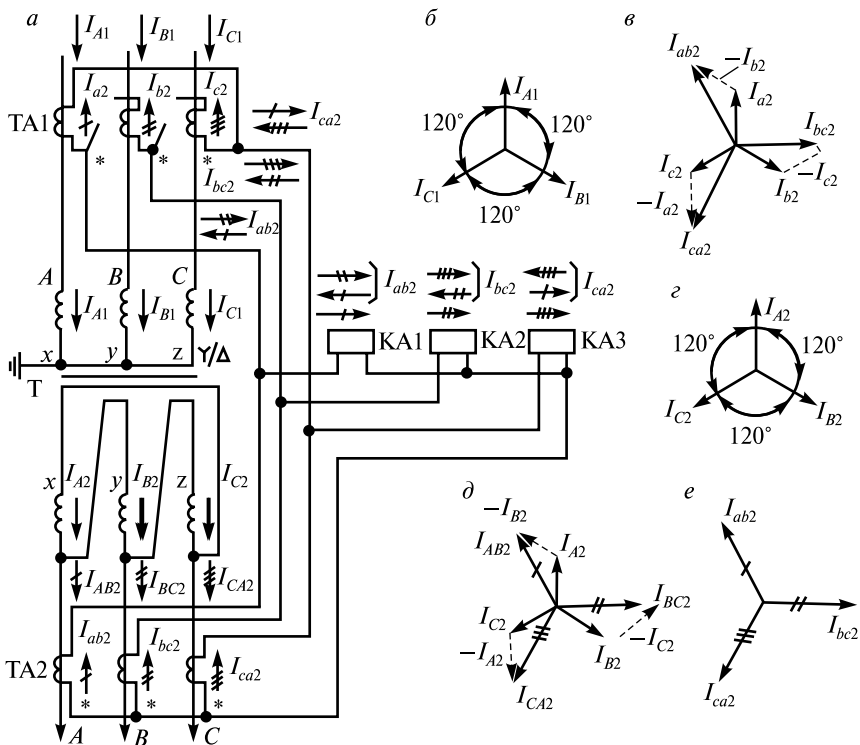


Рис. 7.29. Дифференциальная защита трансформатора:

а — принципиальная схема защиты; б, г, д — векторные диаграммы токов в трансформаторе; в, е — векторные диаграммы токов в трансформаторах тока

мотка) и 7.29 ε , δ (вторичная обмотка). При построении диаграмм учитывается то, что векторы фазных токов I_{A1} , I_{B1} , I_{C1} и токов I_{A2} , I_{B2} , I_{C2} трансформатора Т совпадают по фазе, линейные токи вторичной обмотки I_{AB2} , I_{BC2} , I_{CA2} опережают по фазе на 30° линейные (они же фазные) токи первичной обмотки. При соединении обмоток ТА1 в «треугольник» со стороны «звезды» трансформатора Т вторичные токи I_{ab2} , I_{bc2} , I_{ca2} (рис. 7.29, в) сдвигаются на 30° по отношению к векторам I_{a2} , I_{b2} , I_{c2} и совпадают по фазе с токами I_{ab2} , I_{bc2} , I_{ca2} , поступающими в реле от ТА2 (рис. 7.29, е).

7.13. Источники оперативного тока

Для питания цепей управления, автоматики, сигнализации и защиты применяется оперативный ток. Существует три основных вида оперативного тока: переменный, постоянный и выпрямленный. *Источниками переменного оперативного тока* являются измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также трансформаторы собственных нужд (ТСН). *Источниками постоянного оперативного тока* служат аккумуляторные батареи. В качестве *источников выпрямленного оперативного тока* используются выпрямительные установки и специальные блоки питания, которые получают переменный ток от измерительных трансформаторов тока и напряжения и ТСН. Кроме того, в качестве источников оперативного тока используются предварительно заряженные конденсаторы.

Источники оперативного тока должны быть в постоянной готовности к действию в любых режимах работы электроустановки, в том числе и в аварийном. Постоянный оперативный ток (аккумуляторные батареи) применяется обычно на электростанциях, тяговых подстанциях, крупных трансформаторных подстанциях напряжением 110 кВ и выше. Переменный ток используется на трансформаторных подстанциях напряжением 35 кВ и ниже, на небольших подстанциях 110 кВ без выключателей на стороне высшего напряжения, имеющие на стороне среднего и низшего напряжения выключатели с пружинными приводами. Выпрямленный ток используется на подстанциях напряжением 35 кВ и ниже с выключателями, укомплектованными электромагнитными приводами, а также на подстанциях напряжением 110—220 кВ с чис-

лом выключателей на стороне высшего напряжения не более двух с электромагнитным приводом, либо не более трех с пружинными или пневматическими приводами.

В ряде случаев применяют схемы питания оперативных цепей с использованием различных источников тока. Так, например, при малой мощности аккумуляторной батареи от нее получают питание цепи управления и защиты, а включающие электромагниты — от выпрямительных устройств.

Наиболее надежными источниками переменного оперативного тока для работы защит являются трансформаторы тока, обеспечивающие их четкую работу при перегрузках и коротких замыканиях. Трансформаторы напряжения нельзя использовать для питания оперативных цепей отключения, так как при близких трехфазных к.з. напряжение на шинах электроустановки может понизиться настолько, что не сработает отключающая катушка привода выключателя. По этой причине трансформаторы напряжения используются для питания тех защит, которые действуют при режимах, не связанных со значительным понижением напряжения на шинах. От ТСН получают питание устройства и цепи, для которых не требуется особая стабильность подводимого напряжения и допускаются временные перерывы в подаче питания (например, электродвигатели пружинных приводов).

Источники выпрямленного тока можно разделить на три основные группы: источники для заряда и подзаряда аккумуляторных батарей; источники оперативного тока для питания цепей управления, защиты, автоматики и сигнализации; источники питания включающих электромагнитов приводов выключателей. К источникам выпрямленного тока следует также отнести конденсаторы, предварительно заряженные от выпрямителей.

Блоки питания, находящиеся в эксплуатации, можно разделить на четыре группы: токовые (БПТ); напряжения (БПН); зарядные устройства (УЗ); комбинированные, совмещающие в себе блоки питания и зарядные устройства.

На рис. 7.30, а представлена принципиальная схема питания оперативных цепей от блоков БПТ и БПН. Блок БПТ состоит из промежуточного трансформатора ТЛ1, выпрямительного моста VS1, вспомогательных элементов — дросселя L и конденсатора С, обеспечивающих стабилизацию выходного напряжения. Питание

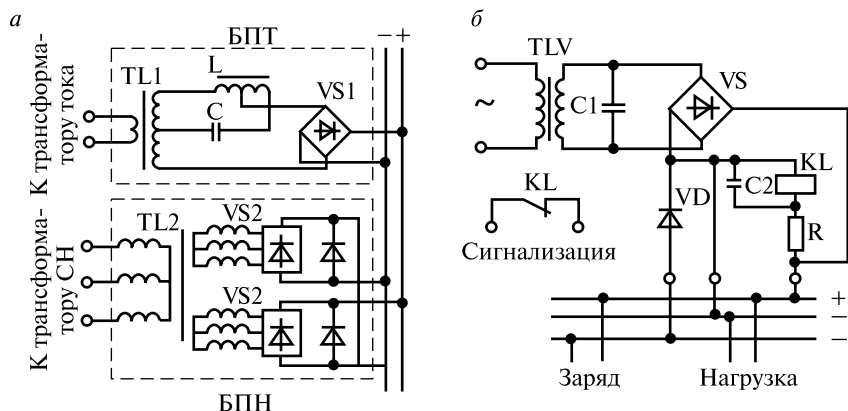


Рис. 7.30. Принципиальные схемы питания релейных защит от блоков БПТ и БПН (а) и от блока БПЗ-401 (б)

БПТ получает от трансформатора тока. Трансформатор TL1 может иметь две первичные обмотки для подключения к трансформаторам тока двух фаз. Блок БПН получает питание от трансформатора напряжения или собственных нужд (см. рис. 7.30, а). Он состоит из промежуточного трехфазного трансформатора TL2 (или двух однофазных), ко вторичным обмоткам которого подключены выпрямительные мосты VS2, соединяемые последовательно (см. рис. 7.30, а) или параллельно в зависимости от величины требуемого напряжения. Блоки БПТ и БПН могут работать на общие шинки выпрямленного напряжения для возможности взаимного резервирования. БПН обеспечивает питанием оперативные цепи в нормальных условиях работы, а БПТ — в режимах к.з., когда блоки БПН не могут обеспечить питание вторичных устройств из-за большого снижения напряжения в первичных цепях.

Зарядные устройства серии УЗ предназначены для предварительной зарядки конденсаторов, используемых для создания кратковременного разрядного импульса для питания отдельных элементов схемы, например, катушек отключения высоковольтных выключателей. Устройство УЗ-401 рассчитано на одновременный заряд конденсаторов напряжением 400 В общей емкостью от 500 до 1000 мкФ.

Комбинированные блоки БПЗ-401 и БПЗ-402 являются одновременно блоками питания и зарядными устройствами. Эти блоки пришли на смену зарядным устройствам УЗ-401. БПЗ-401 получают пи-

тание от трансформаторов напряжения или собственных нужд. Упрощенная схема блока типа БПЗ-401, наиболее часто применяемого для заряда конденсаторов, представлена на рис. 7.30, б. Блок состоит из промежуточного трансформатора напряжения TLV, выпрямителя VS, промежуточного реле KL, конденсаторов C1 и C2, резистора R и диода VD. Первичные и вторичные обмотки трансформатора TLV выполнены секционированными, а вторичная обмотка имеет отпайки, выведенные на зажимы платы трансформатора (секционирование и отпайки на рис. 7.30, б не показаны). Установкой соответствующих перемычек на зажимах секций и изменением положения переключателей на плате трансформатора обеспечивается получение на выходе выпрямленного напряжения 110 или 220 В при включении блока соответственно на 120—127 В или 200—254 В переменного тока. Выпрямление напряжения осуществляется мостом VS, собранным из восьми кремниевых диодов (по два диода в каждом плече). Контроль наличия зарядного напряжения на выходе блока осуществляет реле KL. Конденсатор C1 предназначен для защиты выпрямителя от перенапряжений, а C2 — для предотвращения вибраций якоря реле KL. Диод VD препятствует разряду заряжаемых конденсаторов при исчезновении напряжения питания блока. Токоограничивающий резистор R обеспечивает термическую стойкость реле KL. Заряженные конденсаторы подключаются к выпрямителю VS через диод VD, а нагрузка — непосредственно к выпрямителю. Блок БПЗ-402 подключается к измерительным трансформаторам тока первичными обмотками насыщающегося трансформатора. Выпрямитель блока БПЗ-402 такой же, как и в блоке БПЗ-401.

Для надежного питания оперативным током реле защиты и автоматики применяют схемы с использованием разных блоков питания, например, одного блока БПЗ-402 и двух блоков БПЗ-401. На стороне выпрямленного напряжения все блоки включаются параллельно.

7.14. Полупроводниковые и микроэлектронные элементы релейных защит

Полупроводниковые диоды VD и транзисторы VT стали основой создания релейной защиты и автоматики второго поколения. В настоящее время в этих устройствах применяется элементная база, основанная на интегральных микросхемах (операционные усилите-

ли, компараторы и другие элементы). *Интегральная микросхема* — это сложное электронное устройство, элементы которого — диоды, транзисторы, резисторы и конденсаторы — формируются на заводах-изготовителях в небольшом объеме полупроводникового материала или на его поверхности путем выращивания кристаллов и напыления пленок. В процессе их формирования осуществляются и соединения между ними в соответствии со схемой, при этом резко сокращается число внешних проводников, упрощается монтажная схема, уменьшается объем устройства и повышается его надежность. В зависимости от функционального назначения интегральные микросхемы делятся на аналоговые и цифровые. К первым относятся операционные усилители, преобразующие непрерывные сигналы. Они имеют широкие возможности при использовании в измерительных органах релейных защит. На основе цифровых микросхем выполняют, в частности, логическую часть устройств релейных защит. Использование полупроводниковой элементной базы в устройствах релейной защиты позволяет повысить их быстродействие, уменьшить массу и размеры, значительно сократить потребление мощности. Кроме того, в связи с отсутствием движущихся частей и контактов полупроводниковых устройств повышается надежность их по сравнению с электромеханическими реле. Наиболее существенный недостаток полупроводников — зависимость их параметров от температуры, что требует применения специальных схем компенсации для снижения до необходимого предела этой зависимости. Однако преимущества полупроводниковых реле над электромеханическими бесспорны. Электронные реле могут иметь разные принципы работы, но наибольшее распространение получили схемы сравнения электрических величин по уровню и импульсные фазосравнивающие схемы.

Схемы сравнения абсолютных значений двух электрических величин состоят из двух выпрямителей VS1 и VS2, выпрямляющих сравниваемые величины A и B, и исполнительной части — нуль-индикатора EA. В зависимости от способа соединения выходов выпрямителей между собой и с нуль-индикатором различают схемы, реагирующие *на равновесие напряжений* (рис. 7.31, а) и *на циркуляцию токов* (рис. 7.31, б). Как в той, так и в другой схеме в зависимости от соотношения A и B направление постоянной составляющей тока в нуль-индикаторе EA может измениться на противоположное.

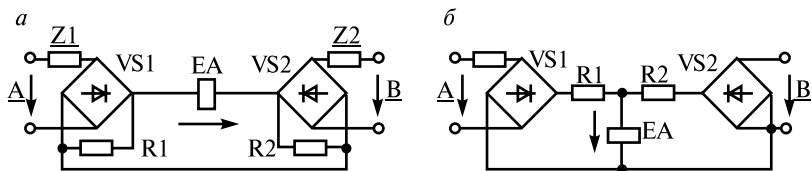


Рис. 7.31. Схемы сравнения электрических величин, реагирующие на равновесие напряжений (*а*) и на циркуляцию токов (*б*)

При $A > B$ ток имеет положительное направление, показанное на рис. 7.31 стрелкой, а при $A < B$ — отрицательное.

Нуль-индикатор (компаратор) обычно имеет два устойчивых состояния и может быть двух- или одноходовым (второй вход объединен с землей). На выходе двухходового нуль-индикатора будет сигнал 1 (единица) при $A > B$, а сигнал 0 (ноль) при $A \leq B$. В схемах нуль-индикаторов используют обычно оперативные усилители, которые могут использоваться в качестве аналогов схем сравнения.

Схемы сравнения абсолютных значений одной величины с заданным значением являются частным случаем рассмотренных схем сравнения. Например, A — величина переменная, а $B = \text{const}$. Такая схема называется *пороговым устройством*, которое срабатывает, когда входная величина A становится больше заданной величины B , называемой порогом срабатывания.

В схемах сравнения переменных напряжений после выпрямления переменную составляющую напряжения отфильтровывают простым RC-фильтром. Это приводит к тому, что выпрямленное напряжение на выходе фильтра изменяется медленнее, чем переменное напряжение на входе выпрямителя, что снижает быстродействие. Однако существуют способы, позволяющие повысить быстродействие таких схем.

Схемы сравнения нашли широкое применение в устройствах автоматики и релейной защиты на электрифицированных железных дорогах.

Электронное однофазное реле переменного напряжения (тока) рассмотрим в качестве примера схем сравнения. Реле (рис. 7.32, *а*) включает в себя разделительный трансформатор ТЛ; выпрямительный мост VS с емкостным фильтром С; схему образования опорного напряжения (резистор R1 и стабилитрон $VD_{\text{ст}}$); нуль-индикатор VT1—VT6, охваченный положительной обратной связью и $R_{\text{ос}}$; выходной инвертор L.

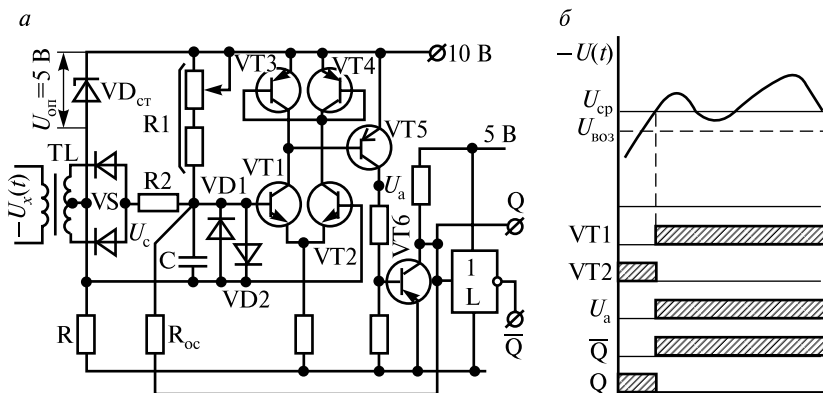


Рис. 7.32. Электронное реле напряжения (тока):
а — схема реле; *б* — диаграмма его работы

На первичную обмотку трансформатора TL подается напряжение $U_x(t)$, являющееся аналогом контролируемой величины (напряжения или тока). Снимаемое со вторичной обмотки трансформатора напряжение выпрямляется мостом VS и поступает на резистор $R2$, являющийся входом схемы сравнения. К второму входу (с резистором $R1$) схемы сравнения подводится стабилизированное опорное напряжение, снимаемое со стабилитрона $VD_{ст}$. В диагональ моста, образованного источником опорного напряжения $U_{оп}$ и сигнала U_c , а также резисторами $R1$ и $R2$, включен дифференциальный каскад нуль-индикатора. Если $U_{оп}/R1 > U_c/R2$, т.е. $U_{оп} R2/R1 > U_c$, то потенциал на базе $VT1$ будет выше, чем на базе $VT2$. При этом транзистор $VT1$ будет открыт, а $VT2$ — закрыт. Транзисторы $VT5$ и $VT6$ также будут открыты, и на выходе Q схемы будет сигнал 0.

Если же входное напряжение реле $U_x(t)$ возрастает до напряжения $U_{ср}$, (рис. 7.32, *б*), при котором выполняется условие $U_c \geq U_{оп} \times R2/R1$, то потенциал базы $VT1$ становится ниже потенциала базы $VT2$, транзистор $VT1$ частично закрывается, транзисторы $VT2$ и $VT3$ приоткрываются. Высокий потенциал с коллектора $VT3$ поступает на базу транзистора $VT5$, последний и $VT6$ закрываются, на выходе Q появляется высокий потенциал, соответствующий сигналу 1, и реле срабатывает.

Реле имеет два выхода: прямой Q , при использовании которого оно выполняет роль максимального реле; инверсный \bar{Q} на выходе инвертора L , при использовании которого получаем минимальное реле.

Возврат реле в исходное состояние происходит при напряжении $U_x(t) = U_{\text{воз}}$ (см. рис. 7.32, б). Необходимый коэффициент возврата реле $K_B = U_{\text{воз}}/U_{\text{ср}}$ обеспечивается подбором сопротивления резистора обратной связи $R_{\text{ос}}$. Уставку срабатывания реле можно регулировать резисторами $R1$. Диоды $VD1$ и $VD2$ служат для защиты эмиттерных переходов транзисторов $VT1$ и $VT2$ при недопустимых напряжениях на входе нуль-индикатора.

Выходной тиристорный модуль служит для связи электронной релейной защиты с цепями отключения высоковольтных выключателей. Для гальванической развязки слаботочных цепей электронной защиты и силовоточных цепей управления выключателями может быть использован тиристорный оптрон (рис. 7.33, а) или герконовое реле (рис. 7.33, б). В качестве мощного выходного элемента в этих схемах используется тиристор VS , который отпирается при срабатывании оптрона или геркона. При этом шунтируется резистор $R1$ (резисторы $R3$ и $R4$ имеют малое сопротивление), на управляющий электрод тиристора VS подается напряжение, которое отпирает тиристор VS резистора $R4$. Через него собирается цепь на катушку отключения YAT .

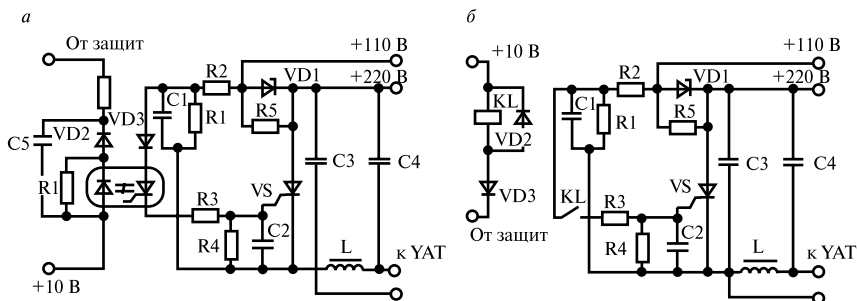


Рис. 7.33. Схема выходного тиристорного модуля электронной защиты: а — с тиристорным оптроном; б — с герконовым реле

Для повышения помехоустойчивости тиристора на его выходе включается контур $LC4$, препятствующий проникновению внешних помех, способных привести к ложному срабатыванию тири-

стора. Дополнительный конденсатор СЗ включается параллельно тиристор. Он имеет небольшую емкость для сокращения длительности разрядного импульса через тиристор при его отпирании. Отключение тиристора происходит после отключения выключателя и разрыва цепи УАТ его блок-контактом Q.

Стабилитрон VD1 используется для понижения напряжения в схеме управления тиристором при напряжении питания 220 В и выводится из работы при использовании напряжения питания 110 В.

Схема выходного модуля (см. рис. 7.33, б) используется в электронной защите фидеров контактной сети переменного тока типа УЭЗФМ (устройство электронной защиты фидера модернизированное).

Глава 8. ТЯГОВЫЕ ПОДСТАНЦИИ

8.1. Назначение, классификация и схемы питания тяговых подстанций

Тяговые подстанции (ТП) являются одним из важнейших устройств системы тягового электроснабжения (СТЭ). Их питание осуществляется от системы внешнего электроснабжения (СВЭ), а потребителем преобразованной электроэнергии является электроподвижной состав (ЭПС) железных дорог. Применяются также тяговые подстанции для питания городского электрического транспорта (ГЭТ) и электропоездов метрополитена.

Тяговая подстанция — электрическая подстанция, предназначенная в основном для питания транспортных средств на электрической тяге через контактную сеть. От ТП получают питание и другие железнодорожные нетяговые потребители, а также некоторые районные нежелезнодорожные потребители.

Тяговые подстанции принято классифицировать по ряду признаков (рис. 8.1). Кроме того, приведенная на рис. 8.1 классификация тяговых подстанций может быть дополнена делением подстанций и по ряду других признаков: по способу управления (телеуправляемые и нетелеуправляемые); по способу обслуживания (с постоянным дежурным персоналом, с дежурством на дому, без дежурного персонала); по возможности перемещения (стационарные и передвижные).

Опорная ТП получает питание от СВЭ по трем и более линиям электропередачи напряжением 110 или 220 кВ.

Промежуточная транзитная ТП получает питание по одной линии электропередачи, в рассечку которой она включена, от двух опорных или от районных подстанций.

Промежуточная отпаечная ТП получает питание по двум линиям (или цепям ЛЭП) напряжением 110 или 220 кВ, к которым она присоединена отпайками.

Тупиковая ТП получает питание по двум радиальным линиям от другой тяговой или от районной подстанции.

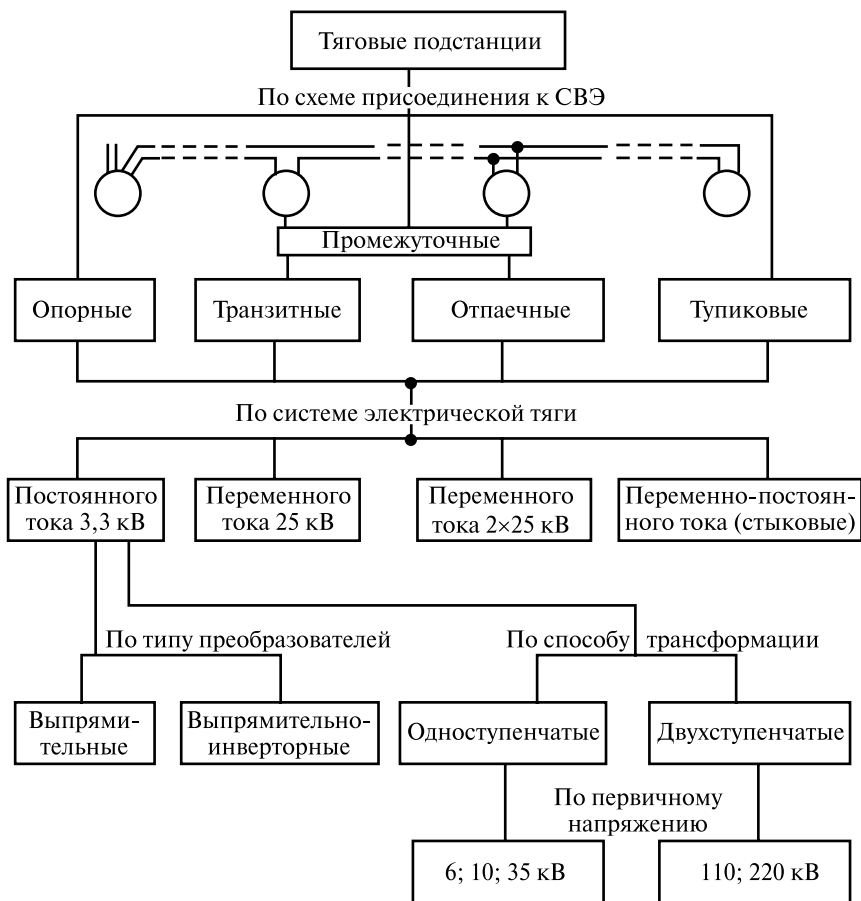


Рис. 8.1. Классификация тяговых подстанций

При питании подстанций по одноцепной ЛЭП от двух опорных подстанций между ними можно располагать до трех транзитных ТП (рис. 8.2).

При питании от двухцепной ЛЭП (две цепи на общих опорах) на участках между двумя опорными подстанциями (двустороннее питание) рекомендуется присоединять промежуточные подстанции по схеме на рис. 8.3, в том числе:

- для ЛЭП 110 кВ — не более трех подстанций при электрической тяге на переменном (а) и пяти — на постоянном (б) токе;



Рис. 8.2. Схема питания ТП по одноцепной ЛЭП

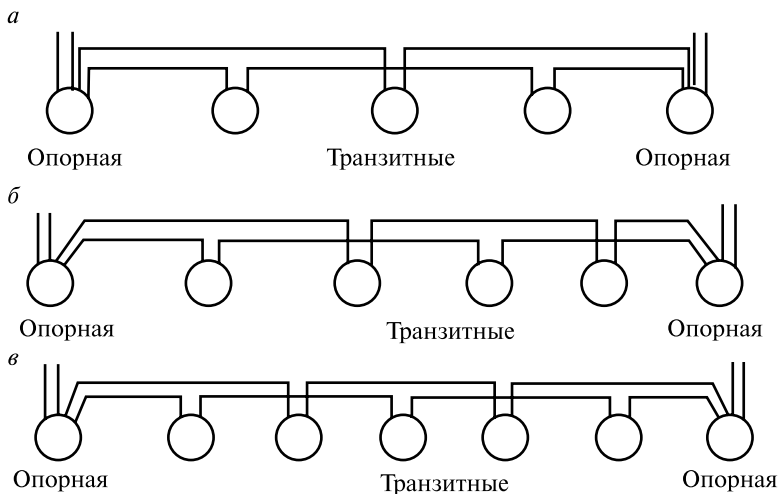


Рис. 8.3. Схемы питания ТП по двухцепной ЛЭП на общих опорах:
а — от ЛЭП 110 кВ при электротяге на переменном токе; *б* — то же на постоянном токе; *в* — от ЛЭП 220 кВ

— для ЛЭП 220 кВ — не более пяти подстанций при электрической тяге как на переменном, так и на постоянном токе (*в*).

При питании от двух одноцепных ЛЭП на участке между опорными подстанциями (двустороннее питание) рекомендуется присоединять промежуточные подстанции по схеме на рис. 8.4, в том числе:

- для ЛЭП 110 кВ — не более трех подстанций при электрической тяге на переменном (*а*) и пяти — на постоянном (*б*) токе;
- для ЛЭП 220 кВ — не более пяти подстанций при электротяге как на постоянном, так и на переменном токе (*в*).

Как видно из схем рис. 8.4 часть промежуточных подстанций может присоединяться к ЛЭП отпайками. Между двумя транзитными подстанциями или между транзитной и опорной к ЛЭП может быть подключена только одна отпаечная подстанция.

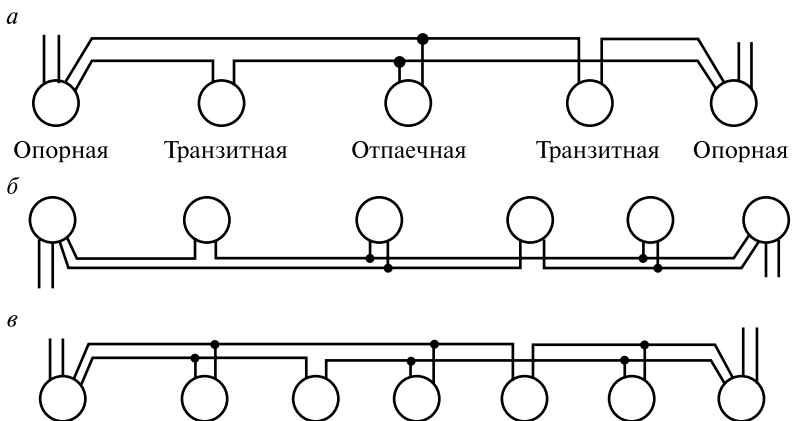


Рис. 8.4. Схемы питания ТП по двум одноцепным линиям: *а* — от ЛЭП 110 кВ при электротяге на переменном токе; *б* — то же на постоянном токе; *в* — от ЛЭП 220 кВ

Если все тяговые подстанции электрифицированных железных дорог принять за 100 %, то примерное процентное содержание различных типов ТП будет следующим: опорных подстанций — 20 %; транзитных — 60 %; отпаечных — 15 % и тупиковых — 5 %.

8.2. Общие сведения о тяговых подстанциях постоянного тока

Система постоянного тока была первой системой в России, с которой началась в 1929 г. электрификация железных дорог. Длина первого электрифицированного участка Москва—Мытищи составила 17,7 км. В настоящее время эксплуатационная длина электрифицированных на постоянном токе железнодорожных линий составляет примерно 20 тыс. км, число тяговых подстанций постоянного тока около 1000 шт. Общая протяженность железнодорожных линий страны, электрифицированных на постоянном и переменном токе, приближается к 45 тыс. км.

На рис. 8.5 приведена схема электроснабжения участка железной дороги, электрифицированной на постоянном токе напряжением 3 кВ.

Тяговая подстанция получает электроэнергию по ЛЭП 110 кВ. Трансформатор Т понижает напряжение 110 кВ до 10 кВ, которое

Трехфазная воздушная линия ВЛ СЦБ 10 кВ прокладывается вдоль железной дороги от одной тяговой подстанции до другой. К ней подключаются на сигнальных точках автоблокировки через однофазные трансформаторы $T_{\text{СТА}}$ релейные шкафы СЦБ, обеспечивающие питание сигнальных ламп светофоров. При отключении питания релейного шкафа через $T_{\text{СТА}}$ в работу автоматически включается резервный трансформатор $T_{\text{СТА рез}}$, питающийся от ВЛ ПЭ 10 кВ.

Вдоль трассы железной дороги расположено много нетяговых железнодорожных потребителей электроэнергии. К ним относятся установки, механизмы и инструменты, для работы которых необходима электроэнергия, а также освещение станций, поездов и других объектов. Кроме того, электроэнергией снабжаются некоторые промышленные и сельскохозяйственные объекты, расположенные по обе стороны железной дороги. Все они питаются от ВЛ ПЭ 10 кВ, которая подвешивается на опорах контактной сети. Для понижения напряжения 10 кВ до уровня, необходимого потребителю, используются трансформаторы комплектных трансформаторных подстанций $T_{\text{КТП}}$ в однофазном или трехфазном исполнении.

Основным потребителем электроэнергии от тяговой подстанции является электроподвижной состав. Для его питания на тяговых подстанциях устанавливаются преобразовательные агрегаты, состоящие из преобразовательного трансформатора ТПА и выпрямителя VD. Пониженное трансформатором ТПА до 3 кВ напряжение выпрямляется выпрямителем VD и подается на шины 3,3 кВ тяговой подстанции.

Тяговая сеть перегона между подстанциями состоит из контактной сети и рельса. Контактная сеть соединена питающим фидером через быстродействующий выключатель QF3 с шиной «плюс», а рельсы — отсасывающей линией с шиной «минус» тяговой подстанции. Таким образом, если включен выключатель QF3 питающего фидера контактной сети, то в тяговую сеть перегона, т.е. между контактной сетью и рельсом, будет подано выпрямленное напряжение 3,3 кВ постоянного тока. Машинист, подняв на ЭПС токоприемник и включив выключатель QF4, соберет цепь тока через тяговые двигатели ТД, после чего ЭПС может начать движение. Участки контактной сети перегонов и станций отделяются друг от друга изолирующими сопряжениями ИС1 и ИС2, которые обеспечивают беспрепятственный проход токоприемника с одной секции контакт-

ной сети на другую, электрически изолированную от нее, без прерыва питания ЭПС.

Система постоянного тока получила широкое применение для электрической тяги в городском и промышленном электротранспорте, а также на железнодорожном транспорте на первом этапе его электрификации, так как двигатели постоянного тока с последовательным возбуждением обладают хорошими тяговыми и скоростными характеристиками. Современный уровень техники позволяет изготавливать тяговые двигатели на напряжение до 1650 В. При включении двух двигателей последовательно напряжение тяговой сети составляет 3,3 кВ. Такое сравнительно низкое напряжение тяговой сети этой системы при возрастающей мощности электровозов приводит к значительному увеличению силы тока в тяговой сети, повышению потерь электроэнергии и напряжения, увеличению площади сечения проводов контактной сети, а опорные конструкции, на которых подвешиваются эти провода, получаются тяжелыми и дорогими. Среднее расстояние между тяговыми подстанциями постоянного тока составляет 20 км, а на особо грузонапряженных участках 15—18 км. Недостатком системы постоянного тока является также разрушающее влияние на подземные металлические сооружения (трубопроводы, кабели, фундаменты опор и т.д.) блуждающих токов, которые стекают с тягового рельса в землю между ЭПС и тяговой подстанцией и возвращаются на подстанцию по земле, подземным сооружениям и рельсовым цепям железной дороги.

Указанные недостатки системы постоянного тока явились в свое время тормозом для ее дальнейшего применения при электрификации железных дорог.

8.3. Силовые полупроводниковые приборы

Современные силовые полупроводниковые приборы (СПП) выпускаются на ток свыше 10 А. СПП получили широкое применение в преобразователях переменного тока в постоянный (*выпрямителях*), а также — постоянного тока в переменный (*инверторах*). Применяются два основных вида СПП: диоды и тиристоры. Если для выпрямления могут использоваться оба вида СПП, то для инвертирования — только тиристоры.

Силовой таблеточный тиристор показан на рис. 8.6, а. Его кремниевая пластина 1 имеет форму диска. Серебряные пластинчатые

прокладки 7 и 8 располагаются с двух сторон кремниевого диска, обеспечивая хороший контакт. Управляющий электрод 4 прижимается пружиной 3 к слою p_2 четырехслойной структуры кремниевого диска тиристора. Внешний вывод 5 управляющего электрода служит для подключения к источнику питания, создающего при замыкании цепи управления кратковременный импульс управляющего тока, при котором происходит отпирание тиристора. Таблетка помещается между двумя охладителями, которые прикладываются к верхнему основанию 2 и нижней мембране 9 и сжимаются двумя болтами через пружину и изолятор. По окружности тиристор имеет

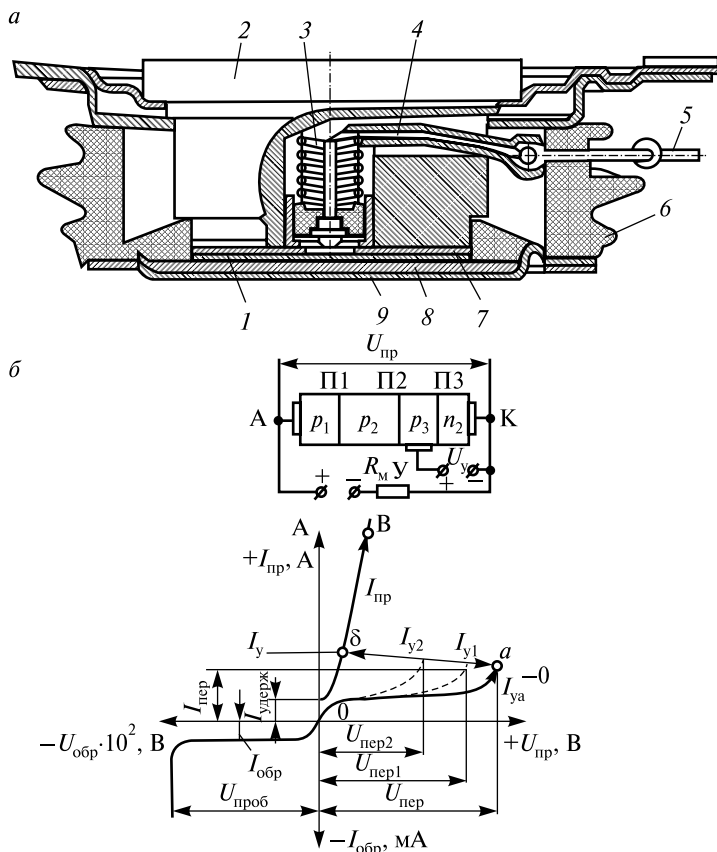


Рис. 8.6. Таблеточный тиристор:
а — конструкция; б — вольт-амперная характеристика

кольцевой керамический изолятор б. Кристалл кремния имеет три p - n -перехода П1, П2, П3, из которых П1 и П3 имеют прямое, а П2 — встречное включение по отношению к полярности приложенного к аноду А и катоду К напряжению $U_{пр}$. Когда напряжение достигает величины $U_{пер}$, а ток — $I_{пер}$ (рис. 8.6, б), происходит переключение тиристора. Для снижения $U_{пер}$ необходимо увеличить ток управления I_y (при $I_{ya} = 0$ напряжение равно $U_{пер}$, при $I_{y1} = U_{пер1}$, при $I_{y2} = U_{пер2}$). Начиная с точки δ тиристор работает как диод, на участке δ -В по вольт-амперной характеристике. Когда прямой ток $I_{пр}$ снижается до значений меньших значений тока удержания $I_{удерж}$, тиристор переходит в закрытое состояние. Обратная ветвь вольт-амперной характеристики имеет резкий перегиб при пробивном напряжении $U_{проб}$. Так как обратный ток при лавинном пробое равномерно распределяется по всей площади p - n -переходов, то это не приводит к аварийному пробое тиристора.

СПП характеризуются двумя видами параметров: характеристическими и предельно допустимыми.

Характеристические параметры:

— максимальное обратное напряжение — это напряжение, соответствующее области загиба обратной ветви вольт-амперной характеристики или области лавинообразования лавинных СПП;

— прямое падение напряжения — это мгновенное значение напряжения на СПП при прохождении через него прямого тока;

— тепловое сопротивление СПП представляет отношение разности температур между p - n -переходом и окружающей средой к мощности, рассеиваемой на СПП в установившемся режиме:

$$R_T = \frac{\tau_{пер} - \tau_{ос}}{P_{СПП}}, \text{ } ^\circ\text{C/Вт}, \quad (8.1)$$

где $\tau_{пер}$ — температура p - n -перехода СПП, $^\circ\text{C}$;

$\tau_{ос}$ — температура окружающей среды, $^\circ\text{C}$;

$P_{СПП}$ — мощность, рассеиваемая на СПП, Вт.

Предельно-допустимые параметры:

— предельный ток СПП ($I_{пред}$) — наибольшее допустимое среднее за период значение тока частотой 50 Гц синусоидальной формы, протекающий через полупроводниковый прибор в однофазной схеме на активную нагрузку;

– повторяющееся обратное напряжение ($U_{\text{повт}}$) — наибольшее мгновенное значение напряжения, прикладываемое к СПП в обратном направлении и характеризующее класс прибора, который равен повторяющемуся напряжению в сотнях вольт; первый класс соответствует 100 В.

При изготовлении мощных выпрямителей возникает необходимость в групповом последовательно-параллельном соединении СПП.

Параллельное соединение диодов используется в тех случаях, когда максимальный допустимый ток одного диода оказывается недостаточным для обеспечения требуемого выпрямленного тока. Параллельно соединяют однотипные диоды, но из-за разброса их параметров ток нагрузки выпрямителя распределяется между ними неравномерно: одни диоды перегружаются током и перегреваются, другие оказываются недоиспользованными. Количество параллельно соединенных диодов определяется по максимальному току выпрямителя $I_{d \text{ макс}}$, который принимается с учетом допустимой перегрузки:

$$n = K_{\text{н.р}} I_{d \text{ макс}} / I_{\text{пред}} m_{\text{ф}}, \quad (8.2)$$

где n — количество параллельно соединенных диодов, округленное в большую сторону до целого значения;

$K_{\text{н.р}}$ — коэффициент неравномерности распределения тока между параллельно соединенными диодами, принимается равным 1,2;

$I_{\text{пред}}$ — предельный ток диода;

$m_{\text{ф}}$ — число фаз выпрямителя.

Последовательное соединение диодов применяют в выпрямителях в тех случаях, когда отдельные диоды не обладают достаточной электрической прочностью. Количество последовательно соединенных диодов в одной ветви выбирают по максимальному повторяющемуся обратному напряжению $U_{\text{повт.макс}}$ с учетом неравномерности распределения напряжения по диодам.

$$n' = K'_{\text{н.р}} U_{\text{повт.макс}} / U_{\text{повт}} + (1 \text{ или } 2), \quad (8.3)$$

где n' — количество последовательно соединенных диодов, округленное в большую сторону до целого значения;

$K'_{\text{н.р}}$ — коэффициент неравномерности распределения напряжения по диодам, равный 1,15;

$U_{\text{повт.макс}}$ — наибольшее повторяющееся напряжение на ветви с последовательно включенными диодами;

$U_{\text{повт}}$ — повторяющееся обратное напряжение диода;

1 или 2 — число запасных диодов.

8.4. Трехфазная мостовая схема выпрямления

На рис. 8.7, *a* показана трехфазная мостовая схема выпрямления. Приемник выпрямленной энергии включается в каждый момент времени на междуфазное напряжение, которое существует между общим катодом диодов катодной группы VD1, VD3, VD5 и общим анодом диодов анодной группы VD2, VD4, VD6. Напряжение подается через один из диодов катодной группы той фазы, напряжение которой наиболее положительное в данный момент, и

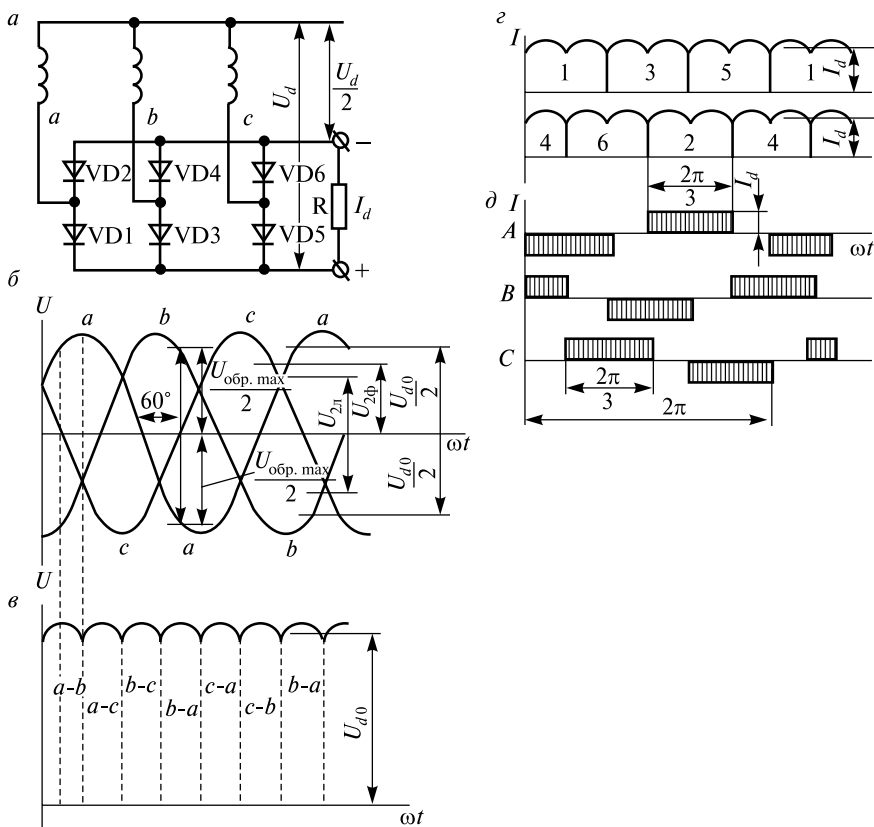


Рис. 8.7. Трехфазная мостовая схема выпрямления:

a — схема выпрямления; *б* — диаграмма вторичных напряжений фаз; *в* — диаграмма выпрямленного напряжения; *г* — диаграмма диодовых токов; *д* — диаграмма токов первичной обмотки трансформатора

через один из трех диодов анодной группы той фазы, напряжение которой наиболее отрицательное. Из диаграммы вторичных напряжений фаз *a*, *b*, *c* (рис. 8.7, б) видно, что выпрямленное напряжение, прикладываемое к нагрузке *R* определяется ординатами между положительными пульсациями *a*, *b*, *c* и отрицательными — *c*, *a*, *b*. Нетрудно убедиться, что $U_{\text{обр.max}}$, прикладываемое к закрытым диодам (обычно их четыре и только в момент переключения фаз — три), складывается из напряжений двух находящихся в данный момент в работе фаз:

$$U_{\text{обр.max}} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{2} U_{2\text{ф}} = 2,45U_{2\text{ф}}. \quad (8.4)$$

На рис. 8.7, в показана диаграмма выпрямленного напряжения. Оно имеет пульсирующую форму, за один период переменного напряжения — шесть пульсаций выпрямленного. Среднее выпрямленное напряжение холостого хода U_{d0} можно получить по выражению

$$U_{d0} = 1,35U_{2\text{л}} = 2,34U_{2\text{ф}}, \quad (8.5)$$

где $U_{2\text{л}}$ и $U_{2\text{ф}}$ — линейное и фазовое напряжения вторичной обмотки трансформатора.

На диаграмме указаны фазы, которые создают в каждый момент выпрямленное напряжение, так в течение времени первой пульсации работают фазы *a* и *b*, а потом *a* и *c*.

На рис. 8.7, г приведена диаграмма токов, протекающих через диоды катодной (1, 3, 5) и анодной (4, 6, 2) групп. На рис. 8.7, д показана диаграмма токов первичной обмотки трансформатора, на которой показана длительность и направление протекания тока (положительное — выше оси *t*, отрицательное — ниже). Треть периода ток протекает по фазе трансформатора в одном направлении, в другой трети — в обратном, треть периода ток в фазе отсутствует.

8.5. Шестифазная нулевая схема выпрямления

Вторичные обмотки трансформатора шестифазной нулевой схемы выпрямления представляют собой две трехфазные звезды, имеющие сдвиг по фазе 180° (рис. 8.8, а). Нулевые точки этих «звезд» № 1 и № 2 соединены между собой через уравнильный реактор (УР), представляющий большое индуктивное сопротивление со средней точкой *N*, являющейся отрицательным (минусовым) выво-

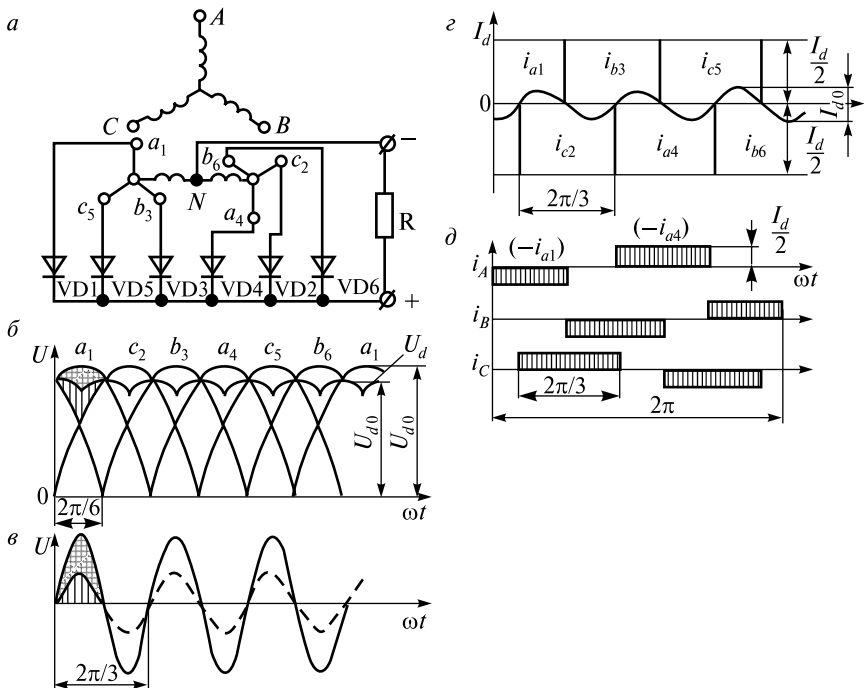


Рис. 8.8. Шестифазная нулевая схема выпрямления:

a — схема выпрямления; *б* — диаграмма вторичных фазовых и выпрямленного напряжений; *в* — диаграмма напряжения уравнивающего реактора; *г* — диаграмма тока уравнивающего тока; *д* — диаграмма токов первичной обмотки трансформатора

дом выпрямителя для внешней цепи; положительным (плюсовым) выводом будет общий катод. Выводы одной «звезды» имеют нечетную нумерацию (a_1, b_3, c_5), а другой — четную (a_4, b_6, c_2). Нумерация фаз показывает очередность их работы (рис. 8,8, б). При холостом ходе каждая фаза работает 1/6 часть периода, напряжение выпрямителя изменяется по верхней пульсирующей кривой ($a_1, c_2, b_3, a_4, c_5, b_6$) и выпрямленное напряжение (среднее за период) равняется U_{d0} . Такую схему выпрямления нередко называют «две обратные звезды с уравнивающим реактором».

При подключении к выпрямителю нагрузки R возникает ток, который протекает через уравнивающий реактор УР, обеспечивающий параллельную работу двух «звезд», несмотря на неравенство их мгновенных

венных напряжений, которое показано штриховкой на рис. 8.8, б. Ток нагрузки от точки N уравнительного реактора расходится по его секциям, наводя в них ЭДС. При этом наведенная ЭДС уменьшает напряжение фазы «звезды», где оно выше, и повышает его в фазе «звезды», имеющей в данный момент более низкое напряжение. Благодаря такой работе уравнительного реактора в любой момент времени выравнивается напряжение двух работающих фаз разных «звезд», и оно равняется полусумме напряжений этих фаз. При этом снижается напряжение на выходе выпрямителя, он начинает работать с напряжением, меняющимся на более низкой пульсирующей кривой и равным U'_{d0} . Снижение выпрямленного напряжения составляет около 15 % ($U'_{d0} = 0,85 U_{d0}$), оно происходит на отрезке изменения выпрямленного тока I_d от нуля до критического тока $I_{кр} = I_{d0}$ (соответствует U_{d0}), который составляет около 1 % номинального тока выпрямителя. При выпрямленном токе от 0 до $I_{кр}$ выпрямитель работает в шестифазном режиме, когда $U_{d0} = 1,35 U_{2ф}$, а при выпрямленном токе более $I_{кр}$ переходит в трехфазный режим, при котором в работе постоянно находятся две фазы разных звезд трансформатора и $U_d = 1,17 U_{2ф}$.

Напряжение уравнительного реактора складывается из напряжений двух его секций. На рис. 8.8, в пунктиром показана диаграмма напряжения одной секции, а жирной линией — диаграмма напряжения всего уравнительного реактора, которое изменяется с тройной частотой, т.е. ЭДС, наводящееся в секциях реактора, имеет частоту 150 Гц. Уравнительный ток (рис. 8.8, з) изменяется также с частотой 150 Гц и сдвинут относительно напряжения на 90° , так как протекает по внутренней цепи выпрямителя через открытые диоды двух фаз, накладываясь на их выпрямленный ток $I_d/2$; в одном диоде уменьшает его, в другом — увеличивает. Внутренняя цепь выпрямителя имеет практически индуктивный характер, чем и объясняется сдвиг по фазе на 90° между током и напряжением уравнительного реактора. Для рассматриваемой схемы выпрямления

$$U_{\text{обр. max}} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{2} U_{2ф} = 2,45 U_{2ф}. \quad (8.6)$$

Диаграмма токов в первичной (сетевой) обмотке трансформатора выпрямительной установки приведена на рис. 8.8, д. Она является как бы зеркальным отражением токов соответствующих фаз

вторичных обмоток трансформатора. Из диаграммы видно, что каждая фаза сетевой обмотки работает $2/3$ периода промышленной частоты, $1/3$ периода совместно с фазой одной вторичной «звезды» и $1/3$ периода — другой «звезды».

Вольт-амперная (внешняя) характеристика схемы выпрямления представлена на рис. 8.9.

Из характеристики видно, что при снижении выпрямленного тока от $I_{кр}$ до 0 напряжение повышается от U_{d0} до U'_{d0} пикообразно. Такое резкое повышение выпрямленного напряжения при переходе от параллельной к раздельной работе вторичных «звезд» является недостатком рассматриваемой схемы выпрямления.

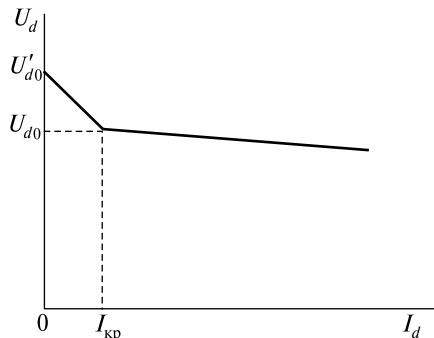


Рис. 8.9. Вольт-амперная характеристика нулевой схемы выпрямления

8.6. Трехфазные двенадцатипульсовые двухмостовые схемы выпрямления

Исторически сложилось так, что на протяжении длительного времени на тяговых подстанциях применялись выпрямители, включенные по шестипульсовым (мостовым или нулевым) схемам выпрямления. Однако эти схемы имеют существенные недостатки, которые можно значительно снизить, если применять трехфазные двенадцатипульсовые схемы выпрямления. Такие схемы позволяют:

- повысить коэффициент мощности тяговых подстанций до $0,97-0,98$;
- улучшить форму кривой потребляемого от сети тока и тем самым повысить качество электрической энергии;
- улучшить форму кривой выпрямленного напряжения и снизить влияние тяговой сети на линии;
- повысить уровень напряжения в тяговой сети без применения специальных устройств регулирования напряжения;
- снизить расход электротехнических материалов, затрачиваемых на изготовление выпрямителей.

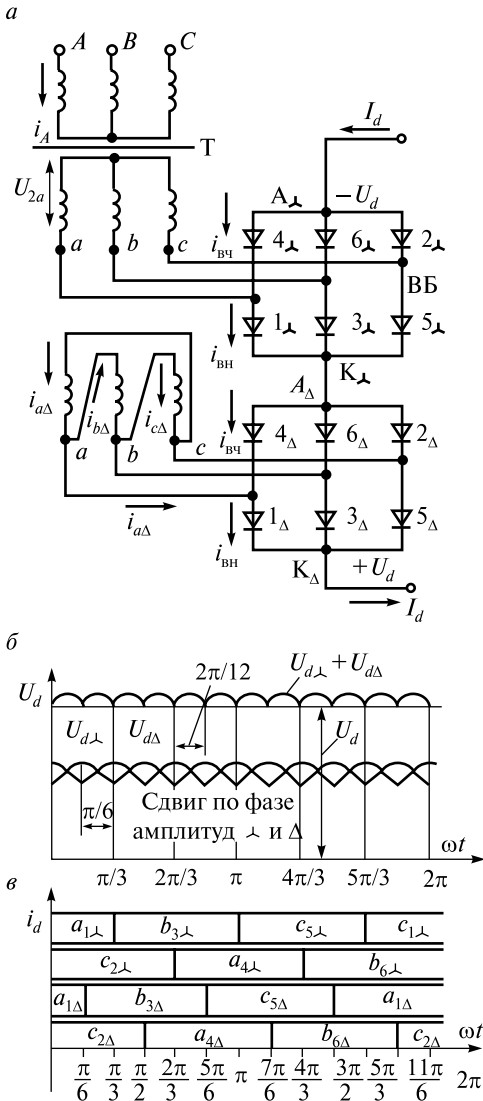


Рис. 8.10. Двенадцатипульсовая схема выпрямления с последовательным соединением двух шестипульсовых схем:

а — схема выпрямления; б — диаграмма выпрямленного напряжения; в — диаграмма диодных токов

Двенадцатипульсовые схемы выпрямления образуются из двух трехфазных мостовых шестипульсовых схем выпрямления, соединенных последовательно (рис. 8.10, а) и параллельно (рис. 8.11, а), у которых амплитуды выпрямленных напряжений сдвинуты на угол $2\pi/12$. Для выполнения этого условия вторичные обмотки трансформатора Т соединяют: одну — «звездой», другую — «треугольником». Первичная (сетевая) обмотка трансформатора может соединяться как в «звезду», так и в «треугольник». При параллельном соединении трехфазных схем выпрямления требуется уравнивающий реактор УР (см. рис. 8.11, а). Обозначение диодных плеч состоит из двух индексов: первый — номер диода в порядке их открытия при работе схемы; второй — условное обозначение «звезды» (У) или «треугольника» (Δ). Токи четных групп диодов выпрямителя обозначены на схемах $i_{ВЧ}$, нечетных — $i_{ВН}$, а токи фаз — $i_{a\Delta}$ (ток фазы «а» обмотки трансформатора, соединенной «треугольником»).

Схема выпрямления с последовательным соединением двух шестипульсовых мостовых схем не требует уравнивающего реактора и поэтому предпочтительнее. В этой схеме катод мостовой схемы «звезды» соединен с анодом «треугольника» A_{Δ} , нагрузка подключается к выводам « $+U_d$ » и « $-U_d$ ». В каждой мостовой схеме работают одновременно два диода: один — из катодной группы, другой — из анодной. При совместной работе двух схем в работе находятся одновременно четыре диода, что видно на диаграмме (рис. 8.10, в), напряжение одной схемы складывается с напряжением другой (рис. 8.10, б), в результате чего на нагрузку поступает двенадцатипульсовое выпрямленное напряжение. Напряжение холостого хода на зажимах выпрямителя

$$U_{d0} = 4,68 U_{2ф}, \quad (8.7)$$

где $U_{2ф}$ — фазовое напряжение вторичной обмотки трансформатора

При параллельном соединении мостовых схем выпрямления (см. рис. 8.11, а), напряжения которых сдвиги-

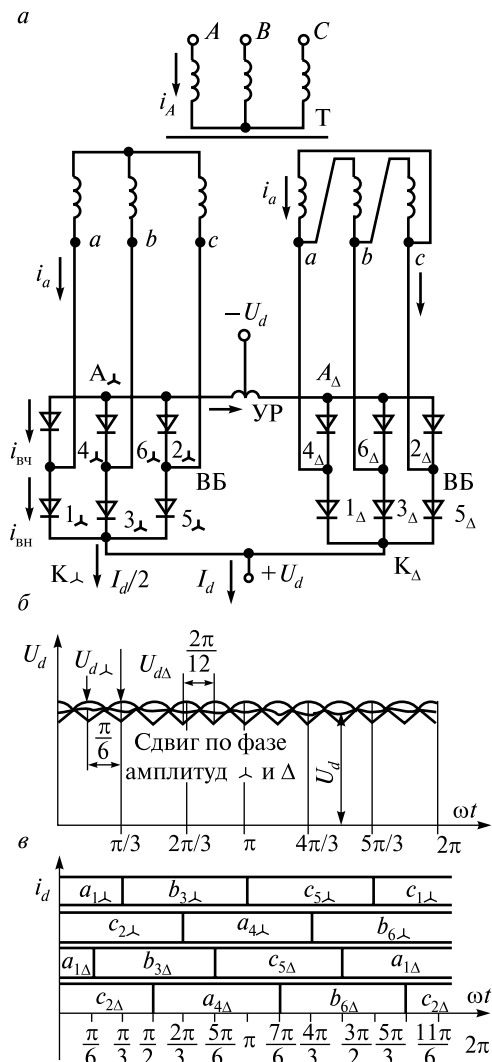


Рис. 8.11. Двенадцатипульсовая схема выпрямления с параллельным соединением двух шестипульсовых схем:

а — схема выпрямления; б — диаграмма выпрямленного напряжения; в — диаграмма диодных токов

нуты на 30° , они выравниваются на нагрузке уравнительным реактором УР. В результате этого на нагрузку поступает двенадцатипульсовое напряжение с меньшей, чем у шестипульсовых схем, амплитудой (рис. 8.11, б). Токи же двух схем выпрямления на нагрузке суммируются, т.е. по каждой из них протекает ток примерно равный $I_d/2$. Диаграмма токов при совместной работе выпрямителей показана на рис. 8.11, в.

Максимальное обратное напряжение на диоде для рассматриваемых двенадцатипульсовых схем:

– последовательного типа

$$U_{\text{обр.max}} = 0,522 U_{d0}; \quad (8.8)$$

– параллельного типа

$$U_{\text{обр.max}} = 1,045 U_{d0}. \quad (8.9)$$

8.7. Технические характеристики, конструкция и параметры оборудования преобразовательных агрегатов

Основным оборудованием преобразовательных агрегатов являются преобразовательные (тяговые) трансформаторы и выпрямители.

Преобразовательные трансформаторы предназначены для питания выпрямителей. От обычных понижающих трансформаторов преобразовательные отличаются схемой соединения вторичных обмоток, наличием уравнительного реактора при схеме «две обратные звезды с уравнительным реактором», а также специфическими условиями работы: значительными колебаниями токов нагрузки; возможностью пробоя диодов фазы; сравнительно частыми к.з. на землю, коммутационными и атмосферными перенапряжениями. Все эти особенности необходимо учитывать при разработке, выполнении и эксплуатации преобразовательных трансформаторов. Для повышения электродинамической стойкости обмоток трансформаторов в аварийных режимах увеличивают радиальный размер вторичных обмоток, снижают плотность тока в них до $2,5\text{—}3 \text{ А/мм}^2$ вместо $3\text{—}4,5 \text{ А/мм}^2$ для понижающих трансформаторов. Вторичные обмотки выполняют снаружи по отношению к первичным (сетевым) из параллельно соединенных дисковых катушек, которые прессуются специальными сегментами или кольцами. Та-

кое крепление и компоновка обеспечивает высокую электродинамическую прочность и является более технологичным.

В эксплуатации находятся различные преобразовательные трансформаторы для шестифазных нулевых схем выпрямления с уравнительным реактором типов ТМПУ-16000/10Ж-У1, ТМПУ-6300/35Ж-У1 и для трехфазных мостовых схем — ТДП-12500/10Ж-У1, ТМП-6300/35И-У1. Для двенадцатипульсовой схемы на базе трансформатора ТДП-12500/10Ж-У1 разработан преобразовательный трансформатор ТРДП-12500/10Ж-У1.

Тип трансформатора расшифровывается так: Т — трехфазный, М — масляный, Д — с дутьевым охлаждением, Р — с расщепленной вторичной обмоткой, П — для полупроводниковых выпрямителей, У — с уравнительным реактором; число после буквенного обозначения — типовая мощность; число через дробь — номинальное напряжение первичной обмотки; Ж — железнодорожный; У — для умеренного климата, 1 — для наружного размещения. Технические характеристики преобразовательных трансформаторов приведены в табл. 8.1.

Таблица 8.1

Параметры преобразовательных трансформаторов

Тип преобразовательного трансформатора	Номинальная мощность $S_{\text{ном.т}}$, кВ·А	Номинальное напряжение обмотки, кВ		Испытательное напряжение к.з. $U_{\text{к}}$, %
		первичной $U_{1\text{ном}}$	вторичной $U_{2\text{ном}}$	
ТДП-12500/10Ж-У1	11800	6; 10	1,52	7
ТМПУ-6300/35Ж-У1	4640	6; 10; 35	3,02	9,5
ТМПУ-16000/10Ж-У1	11840	6; 10	3,02	6,1
ТРДП-12500/10Ж-У1	11400	6,3; 10,5	2,61 1,305	8,2

Примечание. ТРДП-12500/10Ж-У1 имеет $U_{2\text{ном}} = 2,61$ кВ при параллельном соединении мостовых схем выпрямления; $U_{2\text{ном}} = 1,305$ кВ — при последовательном.

Типовая мощность преобразовательных трансформаторов представляет собой мощность обычного понижающего трансформатора, бак и магнитопровод которого использованы при изготовлении преобразовательного трансформатора. Типовая мощность обычно больше номинальной, так как в бак соответствующую

щей типовой мощности понижающего трансформатора устанавливают магнитопровод с обмотками усиленного крепления и уравнительный реактор.

Первичные обмотки трансформаторов имеют ответвления, с помощью которых, отключив трансформатор, можно изменять его коэффициент трансформации в пределах $\pm 5\%$. Переключение ответвлений осуществляется тремя однофазными переключателями без возбуждения (ПБВ), т.е. при отключении тока нагрузки. Переключатель имеет три ступени регулирования: положение I соответствует наибольшему, положение II — номинальному и положение III — наименьшему значению напряжения на первичной стороне трансформатора при неизменном напряжении на вторичных обмотках.

Выпрямители на силовых полупроводниковых приборах (СПП) применяются на тяговых подстанциях с 1965 г. В начальный период внедрения таких выпрямителей было разработано несколько их типов на основе СПП с различными видами охлаждения.

Выпрямители с принудительным воздушным охлаждением типов УВКЭ-1, ПВЭ-2, ПВЭ-3, ПВЭ-3М, ПВК-6 устанавливались в помещениях, а их охлаждение осуществлялось путем подачи воздуха вентиляторами. В первом выпрямителе УВКЭ-1 использовались диоды нелавинного типа В-200-8 в количестве 720 штук. В последующих разработках выпрямителей шли по пути уменьшения количества диодов за счет повышения их класса и применения лавинных диодов ВЛ-200. Наиболее широкое применение на тяговых подстанциях получили выпрямители с естественным воздушным охлаждением в связи с простотой их обслуживания и высокими технико-экономическими показателями.

Выпрямитель типа ПВЭ-5А-У1 (преобразователь выпрямительный для электротяги, модификации 5А, климатическое исполнение У, для размещения вне помещений) получил в свое время довольно широкое распространение на тяговых подстанциях. Применяются две модификации выпрямителя: для трехфазной мостовой схемы выпрямления и для шестифазной нулевой. В комплект входят: выпрямитель, состоящий из шести шкафов с диодами, шкаф с RC-контурами, шкаф с разрядниками РБК-3 и шкаф с реле земляной защиты. На рис. 8.12, а показан шкаф 11 с диодами 7, соединяемыми в последовательные ветви по 14 штук, расположенных по вертика-

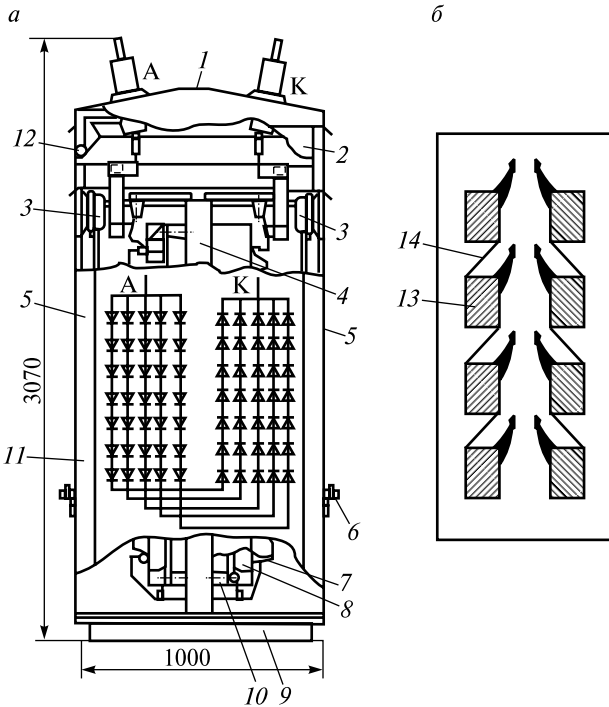


Рис. 8.12. Выпрямитель ПВЭ-5А-У1:

а — шкаф выпрямителя; *б* — расположение в шкафу блоков диодов с охладителями

ли по 7 штук с двух сторон шкафа, по 5 параллельных ветвей. Диоды типа ВЛ-200 от 10 до 20 класса с охладителями 8 установлены на изоляторах 10, закрепленных на металлическом каркасе 4. Анодный и катодный выходы диодной группы шкафа-фазы соединены с проходными изоляторами А и К, закрепленными на крышке 1. Шкаф двустороннего обслуживания имеет двери 5 с электромагнитными замками 6. В верхней части шкафа имеется диффузор 12, обеспечивающий выход нагретого воздуха наружу и предохраняющий элементы шкафа от атмосферных осадков. Сетки 2 и 9 защищают охлаждающие отверстия. Для осмотров и ремонтных работ шкаф снабжен двумя светильниками 3. Блоки диодов с охладителями расположены в одной вертикальной плоскости (рис. 8.12, б). Чтобы исключить подогрев охладителей 13 верхних блоков возду-

хом, нагретым нижними, между соседними рядами охладителей устанавливаются наклонные экраны 14, направляющие поток теплого воздуха в канал между охладителями. Это позволило значительно уменьшить габариты шкафов.

Шкафы выпрямителя устанавливают на открытой части подстанции на железобетонных конструкциях на высоте не менее 1 м от уровня планировки поверхности, что обеспечивает хороший доступ охлаждающего воздуха в шкаф.

Для использования выпрямителя ПВЭ-5А-У1 в составе двенадцатипульсового выпрямительного агрегата последовательного типа с каждой стороны шкафа устанавливают дополнительно по одному горизонтальному ряду диодов с охладителями. Затем на одной стороне шкафа изменяют направление диодов. Одноименные анодные А и катодные К выводы объединяют и подключают к проходным изоляторам. В середине полуфаз устанавливают перемычки, соединяющие все пять ветвей диодов и подключают их к одной из фаз вторичной обмотки преобразовательного трансформатора. В середине фазы также устанавливают перемычку и подключают ее к катодному выводу. Аноды полуфаз объединяют на анодном выводе. Таким образом, каждый из шести шкафов выпрямителя после реконструкции представляет два плеча мостовой схемы, три шкафа подключаются к одной трехфазной вторичной обмотке трансформатора, а три — к другой. Такая реконструкция ПВЭ-5А-У1 позволяет продлить его работу уже в новых условиях эксплуатации.

Выпрямитель ТПЕД-3150-3,3к-У1 (трехфазный преобразовательный с естественным охлаждением диодный) изготавливается на номинальный ток 3150 А и номинальное напряжение 3,3 кВ для эксплуатации в умеренном климате и предназначается для размещения на открытой части подстанции. Выпрямитель собирается из табличных диодов ДЛ133-500-14 (диод лавинный на 500 А 14-го класса) с охладителями, обеспечивающими прижимное усилие 10 кН за счет прижимного устройства. Выпрямитель состоит из шести шкафов, в каждом из которых размещены 48 диодов с охладителями, а также конденсаторы и резисторы. На крышке каждого шкафа размещаются шесть проходных изоляторов, через которые осуществляется подключение к шинам (плюсовой и минусовой) и к вторичным обмоткам преобразовательных трансформаторов. Шкафы обслуживаются с двух сторон. Передние и задние двери снабжены ме-

ханическими замками, замками электромагнитной блокировки и конечными выключателями, обеспечивающими отключение выпрямителя от высокого напряжения при открывании дверей.

Схемы главных электрических соединений выпрямителей зависят от схемы выпрямления. На рис. 8.13, а показано подключение выводов шкафов выпрямителя при двенадцатипульсовой последовательной схеме. Разрядники, защищающие выпрямитель от перенапряжений, подключаются между выводами вторичных обмоток трансформатора. С выпрямителем последовательного типа комплектуются разрядники РВКУ. На рис. 8.13, б показана схема подключения шкафов выпрямителя при двенадцатипульсовой параллельной схеме выпрямления, шкафы которого имеют по четыре вывода на крыше. Шкафы описанной конструкции могут быть использованы и при других схемах выпрямления (шестипульсовых мостовой и нулевой).

Результатом дальнейшей разработки выпрямителей этой серии явились выпрямители В-ТПЕД с естественным и В-ТППД с принудительным охлаждением.

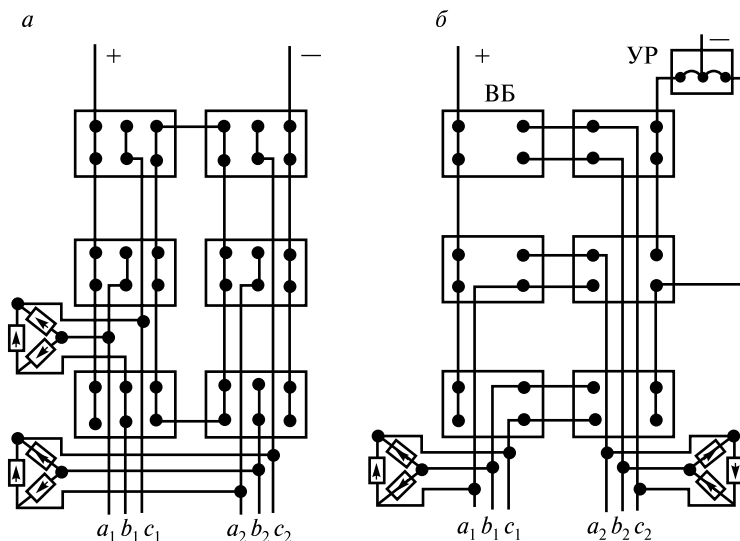
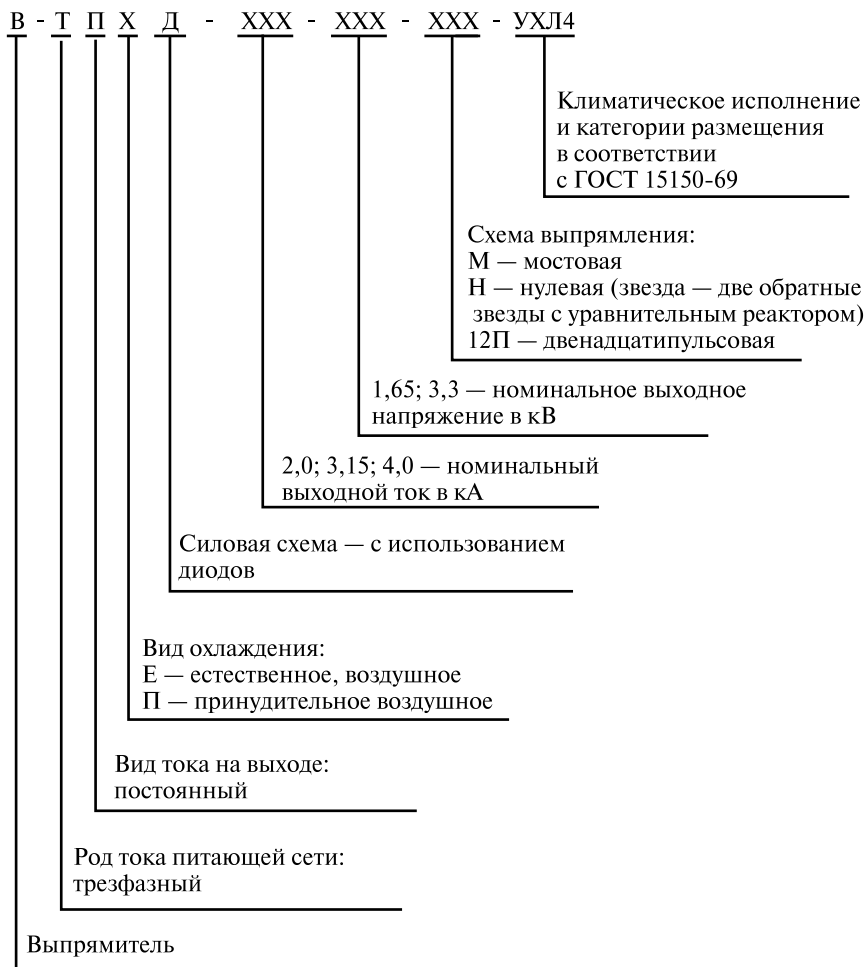


Рис. 8.13. Подключение шкафов выпрямителя ТПЕД-3150-33к-У1 при последовательной (а) и параллельной (б) двенадцатипульсовой схеме выпрямления

Структура условного обозначения выпрямителей



Выпрямители собираются из диодных блоков типа БСЕ1-4В2Д5-24-У3а, включающие четыре диода 24 класса на ток 2000 А типа Д453-2000-24-УХЛ2. Каждый диод снабжен двумя охладителями типа 0172-626-У3а. Электрическая схема блока приведена на рис. 8.14, а. Из диодных блоков собираются преобразовательные секции, показанные на рис. 8.14, б, из которых монтируются вып-

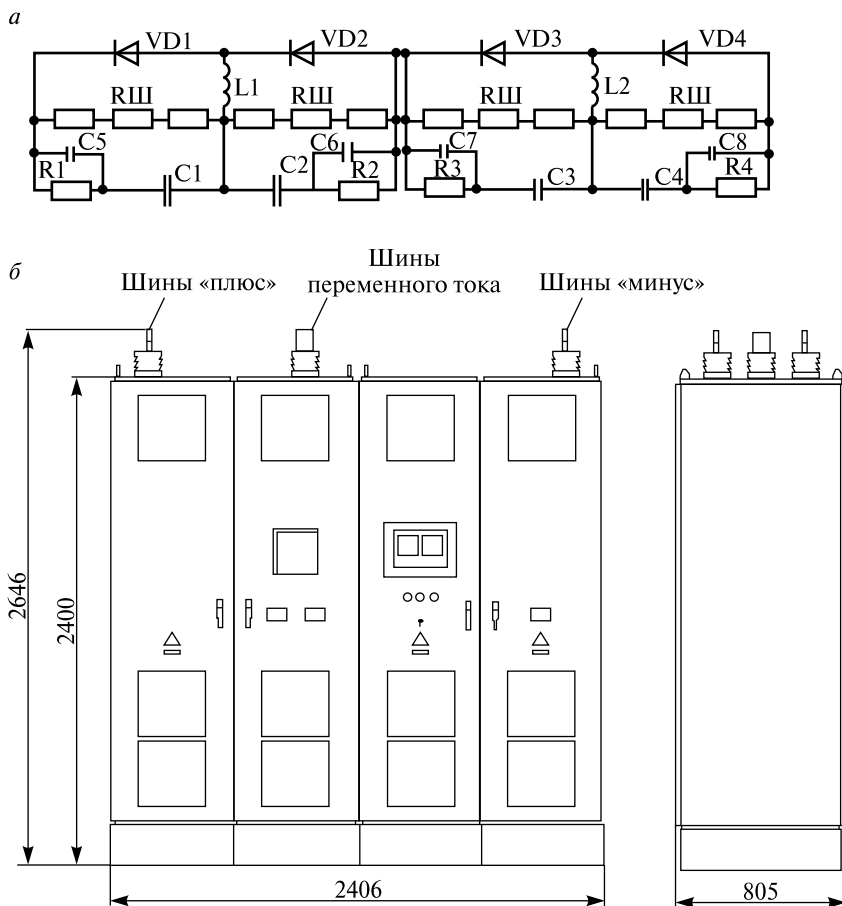


Рис. 8.14. Преобразовательная секция выпрямителя:
 а — схема диодного блока; б — внешний вид секции

рямители В-ТПЕД и В-ТППД на различные номинальные токи и схемы выпрямления (нулевые, мостовые и двенадцатипульсовые)

Схема преобразовательного агрегата приведена на рис. 8.15. Агрегат состоит из преобразовательного (тягового) трансформатора Т типа ТДП-12500/10-Ж-У1 и выпрямителя VD типа ТПЕД-3150-3,3к-У1. К шинам РУ-10 кВ преобразователь подключается через выключатель масляный типа ВКЭ-10-20/1000-У3 или вакуумный ВВЭ-10. К трансформаторам тока ТА1 и ТА2 типа ТЛМ-10-1-У3

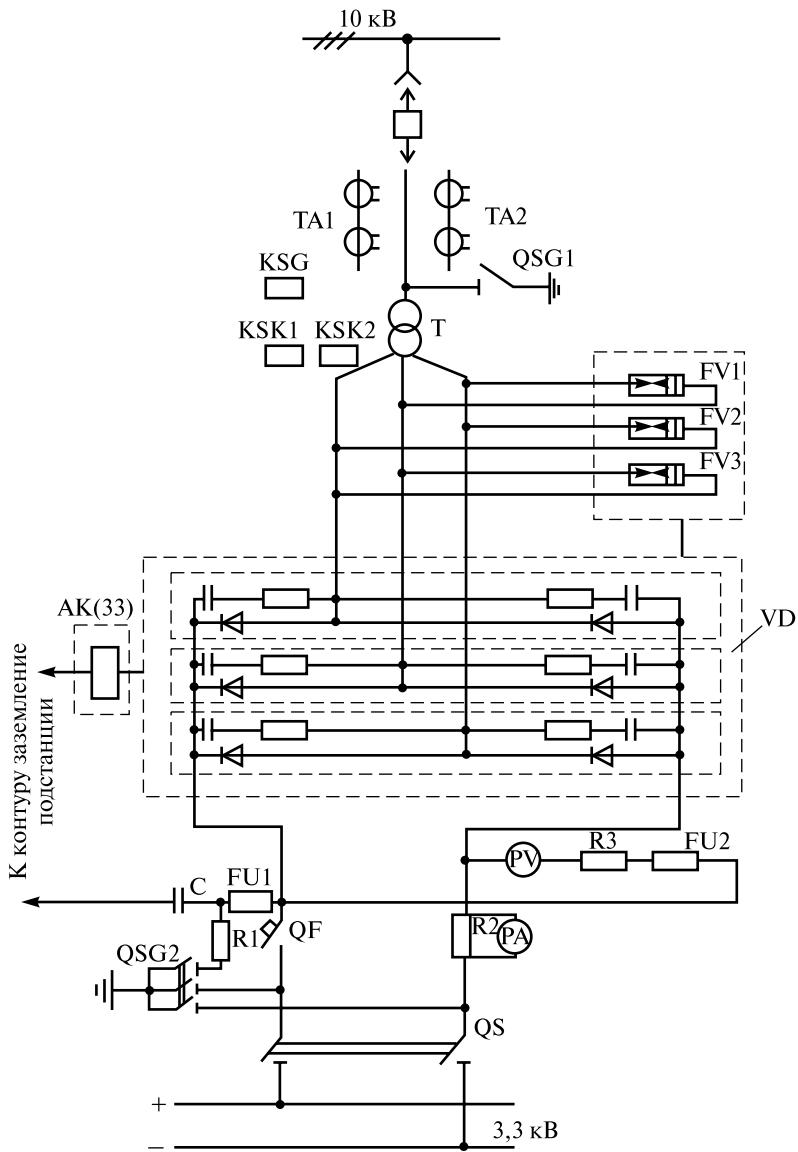


Рис. 8.15. Схема преобразовательного агрегата

подключены: амперметр, релейные защиты (МТЗ и защита от перегрузки), устройства автоматики включения резервного преобразовательного агрегата. Заземляющие ножи QSG1 используются для обеспечения безопасности производства ремонтных работ. Трансформатор имеет защиты: газовую (РГ) — от внутренних повреждений, связанных с нарушением изоляции обмоток; от понижения уровня масла в расширителе (РУР); термическую — от предельного повышения температуры масла (термосигнализаторы ТС1 и ТС2).

Выпрямитель VD типа ТПЕД-3150-3,3к-У1 подключается к вторичной обмотке трансформатора Т, соединенной в «треугольник». Мостовая схема выпрямления, по которой собран преобразовательный агрегат, обеспечивает на шинах 3,3 кВ шестипульсовое выпрямленное напряжение. Выпрямитель защищается от коммутационных перенапряжений разрядниками FV1, FV2, FV3 типа РВКУ-3,3АО1, а диодные ветви плеч моста — резисторно-конденсаторными RC-контурами, которые также снижают скорость нарастания обратного напряжения, прикладываемого к диодам. К шинам РУ-3,3 кВ выпрямитель подключается быстродействующим выключателем QF и разъединителем QS. Выключатель типа ВАБ-43 (ВАБ-49) защищает выпрямитель и трансформатор от обратных токов, возникающих при пробе изоляции или диодов. Разъединитель типа РВРЗ-1-10/4000 с приводом типа ПР-3-УЗ используется при ремонтных работах, а его заземляющий нож QSG2, кроме заземления выключателя QF и выпрямителя VD, обеспечивает разряд конденсаторов С (в комплекте 2 конденсатора) типа ФСТН-16-У2 через разрядный резистор R1 типа ПЭ-75. Конденсатор С, защищаемый предохранителем FU1 типа ПК-1-20/20-У3, служит для фильтрации высокочастотных гармоник, возникающих в процессе выпрямления переменного тока, чтобы они не могли распространяться за пределы тяговой подстанции и создавать высокочастотные радиопомехи в тяговой сети. Измерение выпрямленного напряжения и тока преобразователя производятся с помощью вольтметра PV и амперметра РА. Вольтметр типа М-151 градуирован в киловольтах (0—4 кВ) с учетом резистора R3 типа Р-10У, который ограничивает ток в цепи прибора. Защищается вольтметр PV предохранителем FU2 типа ПКТН-10У3. Амперметр типа М-151 включается в цепь выпрямленного тока с помощью шунтового резистора R2 и градуируется в килоамперах (0—4 кА).

Включение преобразовательного агрегата под нагрузку производится поочередным включением выключателей QF со стороны 3,3 кВ и Q со стороны 10 кВ при включенном разъединителе QS (заземляющие ножи QSG1 и QSG2 отключены). Защита выпрямителя от пробоя изоляции на контур заземления выпрямителя осуществляет комплект земляной защиты АК, подключаемой к контуру заземления оборудования выпрямителя (шкафы, фланцы изоляторов выпрямителей) и к наружному контуру заземления подстанции. Защита при пробое изоляции действует на отключения выключателей Q и QF со стороны шин 10 кВ и 3,3 кВ.

8.8. Сглаживающие устройства тяговых подстанций

При преобразовании трехфазного переменного тока в постоянный с помощью выпрямителей кривая выпрямленного напряжения является пульсирующей. У шестипульсовых преобразователей, применяемых на тяговых подстанциях, на один период основной частоты переменного тока 50 Гц приходится шесть пульсаций, у двенадцатипульсовых — двенадцать. Периодичность пульсаций при этом составляет соответственно $50 \times 6 = 300$ Гц и $50 \times 12 = 600$ Гц. Выпрямленное напряжение можно разложить на постоянную U_d и переменную $U_{dп}$ составляющие. Переменная составляющая в свою очередь раскладывается на ряд гармонических переменных напряжений. Частота первой гармоники $f_1 = 300$ Гц. Частоты последующих гармоник кратны их номерам ($f_2 = 600$ Гц, $f_3 = 900$ Гц, $f_4 = 1200$ Гц и т.д.). С возрастанием частоты гармоник снижаются амплитуды их напряжений. Во многих случаях переменное напряжение энергосистемы несинусоидально, что увеличивает пульсации гармоник и приводит к появлению других, кратных частоте 100 Гц (100; 200; 400; 500 Гц и выше).

Наличие гармоник звуковой частоты (100—900 Гц и выше) в кривой выпрямленного напряжения приводит к протеканию в тяговой сети токов одноименных частот. Вокруг проводов контактной сети возникает переменное магнитное поле, которое наводит в проводах воздушных линий связи ЭДС этих частот, под воздействием которых создаются переменные токи, оказывающие помехи в телефонной аппаратуре.

Сглаживающие устройства, устанавливаемые в РУ 3,3 кВ, призваны не пропускать с тяговой подстанции в контактную сеть токи

высших гармоник. Принципиальная схема сглаживающего устройства (СУ) показана на рис. 8.16, а. Для того чтобы токи гармоник с выпрямителя VD преобразовательного агрегата не проникали в тяговую сеть, ее нужно зашунтировать, соединив накоротко точки *a* и *б*. Через шунт будут проходить не только переменные токи гармоник, но и постоянный ток, возникнет короткое замыкание между фидером контактной сети и рельсовым фидером. Для предупреждения к.з. в шунт включают конденсатор *C*. Постоянная составляющая выпрямленного напряжения не может создать ток в шунте, но и для переменного тока конденсатор является определенным сопротивлением, емкостная составляющая которого обратно пропорциональна частоте тока: $X_C = 1/2\pi fC$. Активное сопротивление конденсатора R_C , определяемое по тангенсу угла диэлектрических потерь $\text{tg } \delta$, значительно меньше емкостного $R_C = \text{tg } \delta X_C = \text{tg } \delta / 2\pi fC$. Для компенсации емкостного сопротивления конденсатора последовательно с ним включается катушка *L*, которая настраивается вместе с конденсатором в резонанс на мешающую частоту. Для резонанса на частоте гармоники необходимо соблюдение условия

$$X_{Cn} = X_{Ln} \text{ или } 1/2\pi f_n C = 2\pi f_n L, \quad (8.10)$$

где f_n — частота гармоники *n*;
C — емкость конденсатора;
L — индуктивность катушки.

Для снижения токов гармоник в рельсовый фидер включается реактор *LR*, имеющий большое индуктивное сопротивление X_{LR} и малое активное R_{LR} . Ток гармоники в точке *a* разветвляется на ток I_{ZF} частотного фильтра *ZF* и ток $I_{кc}$ контактной сети. При этом, чем меньше сопротивление LC-контура фильтра *ZF*, тем больший ток идет по нему и меньше ответвляется в контактную сеть. Величина этих токов зависит от падения напряжения ΔU_k на резонансном контуре, которое можно снижать за счет уменьшения сопротивления LC-контура и увеличения сопротивления реактора. Последнее ведет к снижению тока гармоники I_{LR} , а значит, и тока I_{ZF} :

$$I_{LR} = I_{ZF} + I_{кc}. \quad (8.11)$$

Сглаживающее действие фильтра *ZF*, предназначенного для той или иной гармоники, характеризуется коэффициентом сглаживания

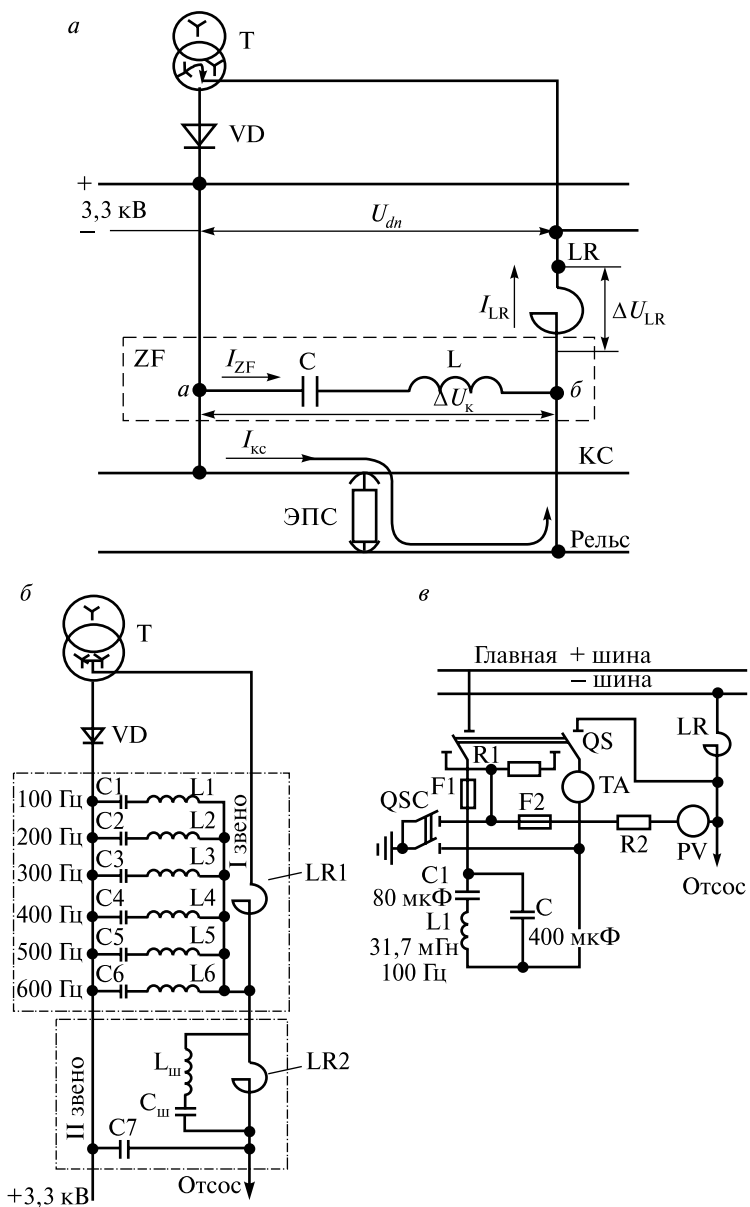


Рис. 8.16. Схема сглаживающих устройств:
 а — принципиальная; б — двухзвенного; в — однозвенного

$$K_{\text{сгл.}n} = U_{d\text{ пн}} / \Delta U_{\text{кн}}, \quad (8.12)$$

где n — номер гармоники;

$U_{d\text{ пн}}$ — напряжение гармоники n до сглаживающего устройства;

$U_{\text{кн}}$ — напряжение гармоники n после сглаживающего устройства.

Так как токи I_{LR} и I_{ZF} отличаются незначительно, то в выражении (8.12) можно от отношения напряжений перейти к отношению сопротивлений:

$$K_{\text{сгл.}n} = Z_{\text{LR}n} / Z_{\text{ZF}n} \approx X_{\text{LR}n} / R_{\text{ZF}n}. \quad (8.13)$$

В выражении (8.13) учитывается, что активная составляющая сопротивления реактора незначительна по сравнению с его реактивной составляющей $X_{\text{LR}n}$, а последняя значительно превышает активную составляющую сопротивления фильтра $R_{\text{ZF}n}$. Активное сопротивление LC-контра складывается из активного сопротивления конденсатора $R_{\text{C}n}$ и активного сопротивления катушек L, проводов и контактов:

$$R_{\text{ZF}n} = \alpha R_{\text{C}n} = \frac{\alpha \operatorname{tg} \delta}{2\pi f_n C_n}. \quad (8.14)$$

Выражение (8.13) можно записать:

$$K_{\text{сгл}} = \frac{2\pi f_n L_{\text{LR}n}}{\alpha \operatorname{tg} \delta / 2\pi f_n C_n} = \frac{(2\pi f_n)^2}{\alpha \operatorname{tg} \delta} = L_{\text{LR}n} C_n, \quad (8.15)$$

где α — коэффициент, учитывающий активное сопротивление катушек, проводов, контактов LC-контра;

$L_{\text{LR}n}$ — индуктивность реактора для гармоники;

C_n — емкость конденсатора LC-контра для гармоники.

На рис. 8.16, *а* показан один LC-контур частотного фильтра ZF. В действительности применяется несколько параллельно включенных резонансных контуров. Каждый контур настраивается в резонанс на определенную частоту из числа тех, что имеются в выпрямленном напряжении. Спектр частот в переменной составляющей выпрямленного напряжения от 100 до 6000 Гц. Наибольшее мешающее воздействие на линии связи оказывают гармоники от 100 до 1500 Гц. На рис. 8.16, *б* показана схема двухзвенного сгла-

живающего устройства. Первое звено состоит из шестиконтурного фильтроустройства и реактора LR1 на частоты от 100 до 600 Гц. Второе звено рассчитано на сглаживание гармоник с частотой выше 600 Гц, оно включает конденсатор C7 и реактор LR2, параллельно которому включен контур $L_{ш}C_{ш}$. Этот контур вместе с реактором настроен на частоту 300 Гц, для гармоникой которой он является «фильтр-пробкой», т.е. бесконечно большим сопротивлением.

Важным преимуществом внедрения на тяговых подстанциях двенадцатипульсовых схем выпрямления является возможность применения более простых и экономичных сглаживающих устройств, например, однозвенных. Схема однозвенного сглаживающего устройства приведена на рис. 8.16, в. Подключение СУ к шинам РУ 3,3 кВ осуществляется разъединителем QS. Через полюс разъединителя QS к шинам подключается вольтметр PV, защищаемый предохранителем F2. Рекомендуется применять реактор LR с индуктивностью равной 5 мГн, а конденсатор C — с емкостью 400 мкФ.

При определенных условиях в цепи СУ могут наблюдаться резонансные явления на частотах от 50 до 150 Гц, при которых резко возрастают токи гармоник в СУ и в реальных цепях СЦБ, что может стать причиной ложной работы устройств железнодорожной сигнализации. Для демпфирования резонансных явлений рекомендуется параллельно емкости C включить резонансный LC1 — контур, настроенный на частоту 100 Гц. Наличие такого контура позволяет не только исключить резонансные явления на этой частоте, но и повысить коэффициент сглаживания.

8.9. Схема РУ 3,3 кВ

Схема РУ 3,3 кВ (рис. 8.17) включает в себя рабочую (РШ), запасную (ЗАП) и минусовую (МШ) шины. Рабочая и запасная шины состоят из трех секций, минусовая — не секционируется. К первой секции присоединяется преобразовательный агрегат ПА1 и питающие линии (фидеры) контактной сети Ф1 и Ф2. К третьей секции подключаются второй преобразовательный агрегат ПА2 и третий фидер контактной сети Ф3. Ко второй секции подключен разрядник, запасной выключатель и сглаживающее устройство. От минусовой шины отходит рельсовый фидер РФ, называемый также отсасывающей линией, так как по ней ток возвращается на подстанцию из тягового рельса.

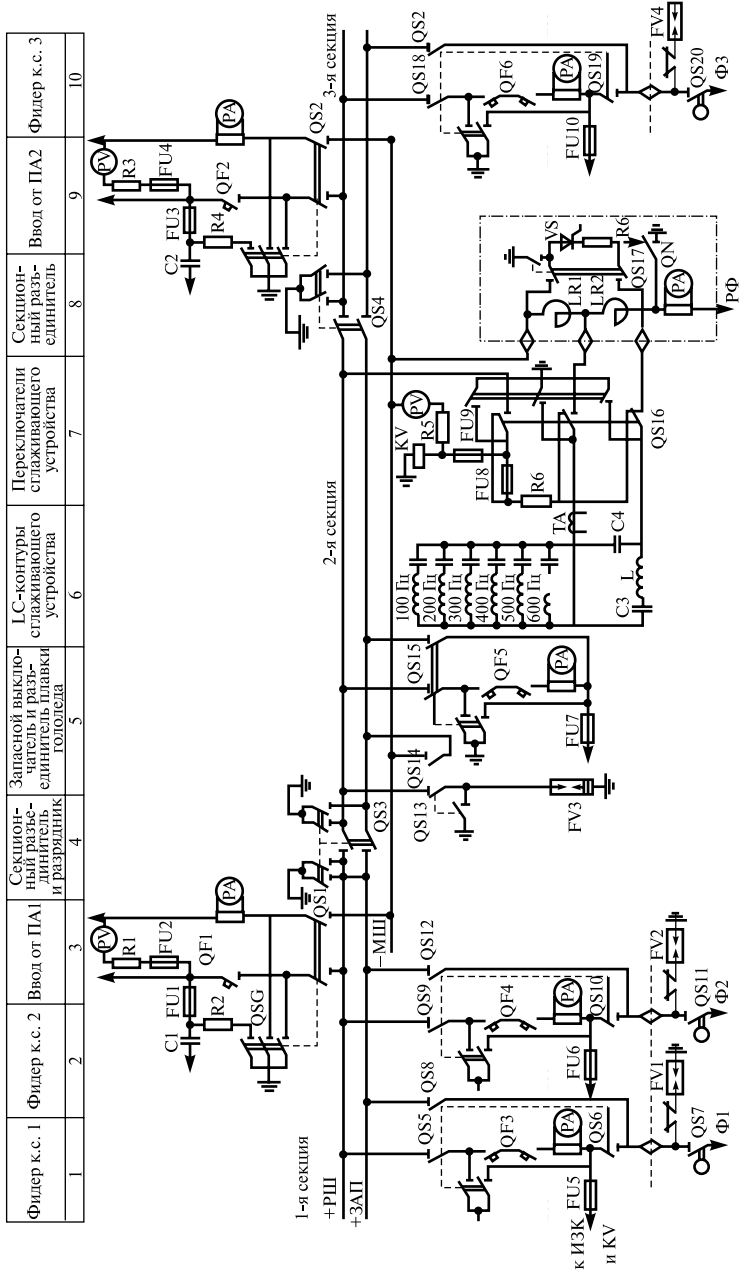


Рис. 8.17. Схема РУ 3,3 кВ

Секционирование рабочей и запасной шины двумя разъединителями QS3 и QS4 позволяет поочередно выводить в ремонт первую и третью секции без полного отключения РУ 3,3 кВ. Например, при ремонте первой секции сначала отключают быстродействующие выключатели QF3 и QF4 фидеров контактной сети, затем их разъединители QS5 и QS6 первого фидера, QS9 и QS10 второго фидера (они попарно управляются общим ручным приводом), на вводе от преобразовательного агрегата ПА1 отключается БВ QF1 и разъединитель QS1, наконец, отключается секционный разъединитель QS3, а секция заземляется его заземляющим ножом. После окончания ремонтных работ переключения выполняются в обратном порядке: отключают заземляющий нож, включают разъединители QS3, QS1 и БВ QF1, затем разъединители фидеров QS5, QS6, QS9, QS10 и БВ фидеров QF3 и QF4.

На схеме показано минимальное количество фидеров контактной сети, так же как на рис. 8.5. На двухпутных участках электрифицированных дорог количество фидеров может быть от 5 до 12 и зависит как от количества путей электрифицированного участка, так и от путевого развития станции, на которой расположена тяговая подстанция. Рассмотрим схему фидера контактной сети Ф1. На фидере используются однополюсные разъединители типа РВРЗ или РВКЗ-10 на 4000 А: шинный QS5, линейный QS6 и мачтовый QS7 (типа РС-3000/3,3 с приводом типа УМП-II). Последний устанавливается за пределами помещения РУ-3,3 кВ на металлической опоре (мачте) и является фидерным разъединителем контактной сети. Для вывода выключателя QF3 в ремонт, необходимо предварительно обеспечить питание фидера от запасной шины через обходной разъединитель QS8. В нормальном режиме на запасной шине напряжение отсутствует. Для подачи напряжения на запасную шину от рабочей предусмотрен запасной выключатель QF5 с разъединителями QS15. Перевод питания контактной сети по фидеру Ф1 через запасной выключатель производится без перерыва питания ЭПС в следующем порядке: включаются шинные разъединители QS15 запасного выключателя и обходной разъединитель QS8 фидера Ф1; включается запасной выключатель QF5, питание от рабочей шины РШ подается на запасную через запасной выключатель и через обходной разъединитель QS8 на фидер Ф1; затем отключается выключатель фидера QF3 и разъединители QS5 и QS6 (одновременно об-

щим ручным приводом): включаются заземляющие ножи разъединителей QS5 и QS6 общим ручным приводом.

Если существует опасность пробоя изоляции запасной шины во время отсутствия на ней напряжения, то предварительно необходимо проверить целостность изоляции. Тогда порядок переключений будет следующим: включаются шинный разъединитель QS15 и запасной выключатель QF5, напряжение с РШ подается на запасную шину и проверяется ее изоляция; включается обходной разъединитель фидера Ф1 OS8; в результате фидер начинает получать питание по обходной цепи через запасной выключатель; отключается фидерный выключатель OF3, шинный QS5 и линейный QS6 разъединители и включаются их заземляющие ножи для обеспечения безопасности ремонтных работ. Ввод фидера в работу осуществляется в обратном порядке: отключаются заземляющие ножи разъединителей фидера Ф1; включаются разъединители QS5 и QS6, фидерный выключатель QF3; отключается запасной выключатель OF5, обходной разъединитель QS8 и разъединитель QS15 запасного выключателя. Фидерные выключатели и запасной обычно однотипные ВАБ-43 или ВАБ-49, могут использоваться также выключатели АБ-2/4. Выключатели вводов обычно ВАБ-28 или катодного типа ВАБ-49. На фидерах применяются для защиты изоляции РУ-3,3 кВ от атмосферных перенапряжений разрядники или ОПН-3,3, они устанавливаются на открытой части подстанции за проходным изолятором. Разрядник типа РМВУ-3,3 срезает волну набегающего с контактной сети перенапряжения. Для надежного отключения разрядника он дополняется роговым разрядником с плавкой вставкой.

Для защиты изоляции оборудования от коммутационных перенапряжений ко второй секции подключается разрядник FV3 типа РВПК-3,3, который также осуществляет резервирование разрядников фидеров контактной сети. В ячейке запасного выключателя устанавливается разъединитель QS14 для плавки гололеда.

Сглаживающее устройство тяговой подстанции подключается ко второй секции шин РУ 3,3 кВ. На схеме рис. 8.17 изображено двухзвенное семиконтурное СУ, принципиальная схема которого рассмотрена в параграфе 8.8 и представлена на рис. 8.16, б. LC-контуры первого звена настроены на частоты от 100 до 600 Гц. Они подключаются через предохранитель и полюс трехполюсного переключателя QS16 к шине РШ и через средний полюс и про-

ходной изолятор к рельсовому фидеру между реакторами LR1 и LR2. Второе звено СУ имеет фильтр, состоящий из одного конденсатора и реактора LR2, к которому конденсатор подключен через третий полюс переключателя QS16. Переключатель QS16 выполнен на базе трехполюсного разъединителя. При отключении его ножами замыкается цепь разряда конденсаторов фильтроустройства на разрядный резистор R6. При включении заземляющих ножей переключателя QS16 дублируются цепи разряда конденсаторов и обеспечивается безопасность персонала при проведении работ в фильтроустройстве СУ. Трансформатор тока ТА типа ТК4 предназначен для сигнализации о появлении ненормального режима (работа без одной фазы), при котором возможно возникновение гармоник 150 Гц, вызывающей большие помехи в линии связи. Через переключатель QS16 к РШ подключается вольтметр PV и датчик напряжения KV, используемый в схемах автоматики.

Разрядное устройство, шунтирующее реакторы LR1 и LR2 при включении разъединителя QS17 с дистанционным приводом, служит для облегчения отключения выключателями QF фидеров контактной сети токов к.з. вблизи подстанции. Отключение выключателей приводит к наведению ЭДС в реакторах LR1 и LR2 и перенапряжению в тяговой сети. Когда перенапряжение достигает определенной величины, происходит отпирание тиристора VS и подключение разрядного резистора к реакторам. Энергия, запасенная в реакторах, рассеивается в резисторах разрядного устройства.

Короткозамыкатель QN включается при пробое на землю изоляции рабочей шины или присоединенного к ней оборудования для создания шунтирующей цепи, исключающей протекание токов к.з. по оболочкам кабелей, проложенным по территории подстанции и другим подземным сооружениям. Короткозамыкатель соединяет рельсовый фидер РФ с контуром заземления подстанции при срабатывании земляной защиты РУ 3,3 кВ. Амперметр, подключенный к рельсовому фидеру через шунт, измеряет общий ток РУ 3,3 кВ, возвращающийся на подстанцию из рельсовой цепи. Аналогичное подключение имеют амперметры на фидерах контактной сети. Кроме того, к каждому фидеру подключаются через предохранитель FU реле напряжения KV и испытатель коротких замыканий (ИКЗ). Реле напряжения запускает при к.з. вблизи подстанции телеблокировку, передающую частотный сигнал по линии связи, который отключа-

ет выключатель поста секционирования и прекращает питание точки к.з. от соседней подстанции. Испытатель к.з. проверяет состояние контактной сети после ее автоматического отключения, по результатам измерений разрешает или запрещает автоматическое повторное включение отключившегося выключателя фидера.

8.10. Выпрямительно-инверторные преобразователи

Железнодорожный транспорт является одним из крупнейших потребителей электроэнергии. Годовое потребление электроэнергии составляет 35 млрд кВт·ч, около 70 % из них идет на электрическую тягу поездов. В этих условиях экономия электроэнергии приобретает большое значение. Одним из важнейших мероприятий на тягу поездов является рекуперативное торможение, позволяющее возвращать около 2 % энергии, используемой на тягу, а на отдельных участках с горным профилем эта величина достигает 20 %.

Энергия рекуперации, вырабатываемая ЭПС при рекуперативном торможении, как правило, потребляется ЭПС, находящимся в режиме тяги на этом же участке. При отсутствии такого потребителя избыточная энергия во избежание срыва торможения должна быть принята другим приемником энергии. В качестве такого приемника на тяговых подстанциях применяются инверторные агрегаты, преобразующие постоянный ток в переменный и отдающие энергию в питающую сеть.

Для перевода выпрямительного агрегата, являющегося источником электроэнергии, в инверторный режим потребителя необходимо выполнить четыре условия.

Первое условие инвертирования — изменить полярность преобразовательного агрегата, так как ток от двигателей ЭПС, работающих при рекуперативном торможении в генераторном режиме, не сможет пройти через полупроводниковые тиристоры инвертора в непроводящем направлении (от катода к аноду). Однако простое изменение полярности не приведет к переходу инвертора из режима источника энергии в режим ее потребителя. Необходимо выполнить следующие условия.

Второе условие — обеспечить запирающие тиристоры тех фаз трансформатора, напряжение которых в данный момент положительно относительно подводимого из контактной сети инвертиру-

емого напряжения, и отпирание тиристорov фазы, имеющей наиболее отрицательное напряжение. Для выполнения этого условия необходимо в преобразователе использовать управляемые СПП (тиристоры).

Третье условие — правильно отрегулировать момент подачи управляющего импульса на тиристор для его отпирания в момент отрицательной ЭДС на его аноде, но тогда, когда эта ЭДС выше, чем на аноде тиристора, заканчивающего свою работу. Переключение тиристорov в этом случае происходит автоматически.

Четвертое условие — повысить напряжение фазы трансформатора при работе в инверторном режиме. Это условие вытекает из третьего, так как регулирование момента подачи отпирющего импульса тиристора приводит к снижению среднего напряжения инвертора за период по сравнению со средним напряжением выпрямителя. Так как на подстанции один преобразователь работает в выпрямительном режиме, то он может подпитывать инвертор, имеющий меньшее среднее напряжение, даже при отсутствии рекуперативного торможения. Чтобы уменьшить уравнивающие токи в цепи выпрямитель—инвертор тяговой подстанции, устанавливают реакторы, воспринимающие мгновенную разность напряжений выпрямителя и инвертора. В процессе рекуперативного торможения эти реакторы воспринимают разность пульсирующего напряжения инвертора и постоянного без пульсаций напряжения тяговых двигателей в генераторном режиме.

На рис. 8.18 изображена схема выпрямительно-инверторного агрегата типа ВИПЭ-2-У3, выполненного в виде двух встречно-параллельно включенных трехфазных мостов: диодного выпрямителя VD и тиристорного инвертора VS. В качестве диодного используется выпрямитель типа ПВЭ-3М, собранный на лавинных диодах ВЛ-200. Три фазы инверторного моста собраны из тиристорov типа ТД-320 с повышенными динамическими параметрами не ниже класса 12 и смонтированы в трех шкафах. Оба моста подключены к выводам обмоток вторичной «звезды» преобразовательного трансформатора Т типа ТДП-12500/10И-У1. Подключение к шинам тяговой подстанции выпрямителя или инвертора в зависимости от режима работы выполняется быстродействующими выключателями типа ВАБ-28/3000, которые включаются попарно датчиком переключения режимов (ДПР). Инвертор VS подключается

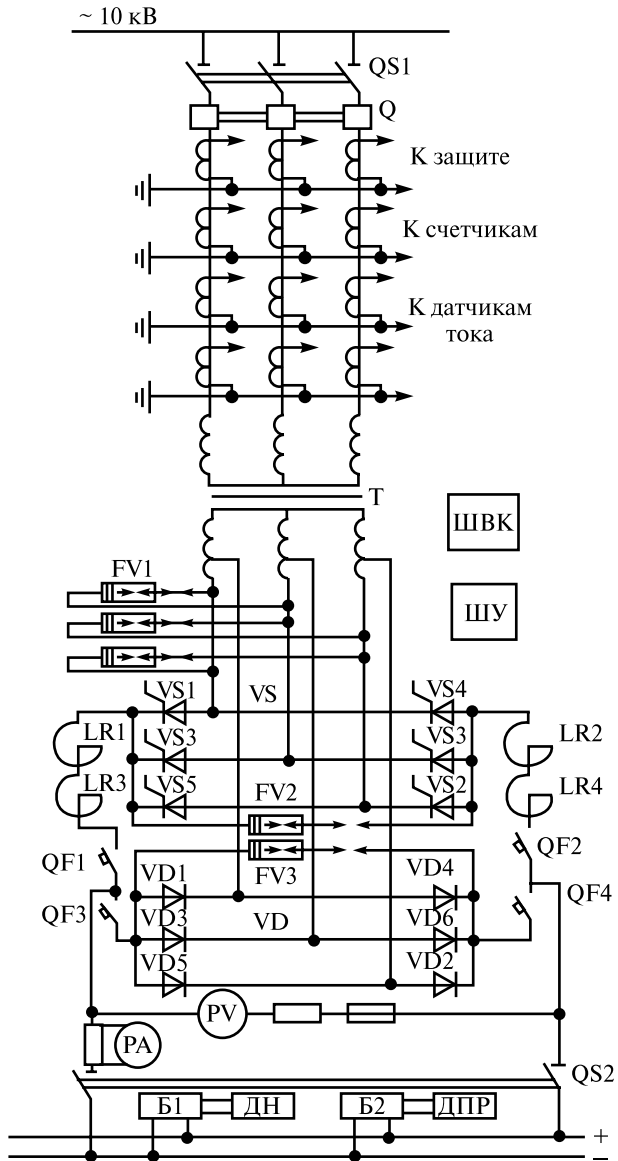


Рис. 8.18. Схема выпрямительно-инверторного агрегата типа ВИПЭ-2-УЗ

к шинам выключателями QF1 и QF2, а выпрямитель VD—QF3 и QF4. Эти выключатели одновременно защищают преобразовательный агрегат от перегрузок, к.з. и опрокидываний инвертора (переход в выпрямительный режим). Реакторы LR1 и LR2 предназначены для снижения уровня радиопомех, а LR3 и LR4 позволяют ограничить уравнительные токи, циркулирующие между VD и VS при их параллельной работе. Разрядники FV1 типа РБК-3, подключенные на линейные напряжения трансформатора, служат для защиты обоих мостов от коммутационных перенапряжений. Для защиты преобразователя от перенапряжений со стороны контактной сети применены вентильные биполярные разрядники FV2 и FV3 типа РВБК-3,3, подключенные к выводам анод—катод инвертора и выпрямителя. Автоматическое управление переключениями и работой ВИПЭ-2У3 осуществляется аппаратурой, размещенной в шкафах управления (ШУ) и выходных каскадов (ШВК). Переход из режима выпрямления в режим инвертирования осуществляется при появлении на фидерной зоне подстанции рекуперированного ЭПС и повышения напряжения в контактной сети и на шинах подстанции. Датчик напряжения (ДН), подключенный к шинам через блок Б1, подает сигнал о повышении напряжения в шкаф управления, куда поступает информация от трансформаторов тока преобразователя и трансформатора напряжения шин 10 кВ. Логические элементы ДПР и ШУ обрабатывают поступившую информацию и выдают сигналы: ДПР — на отключение выключателей QF3 и QF4 выпрямителя и на включение QF1 и QF2 инвертора; ШУ и ШВК — отпирающие импульсы на управляющие электроды тиристоров инвертора.

Таким образом, приведенная схема ВИПЭ-2-У3 осуществляет выполнение всех условий инвертирования, перечисленных выше, позволяет использовать агрегат в качестве выпрямительного при отсутствии рекуперированного ЭПС.

8.11. Защита фидеров контактной сети и РУ 3,3 кВ

Каждый из выключателей контактной сети на фидерах тяговой подстанции должен, как правило, содержать основную и резервную защиту от коротких замыканий. В качестве основной применяется *максимальная и максимальная импульсная токовые защиты*, реализуемые с помощью поляризованных быстродействующих

выключателей. Защита от коротких замыканий должна быть отстроена от максимальных нагрузок нормального режима работы, а также от повреждений, отключаемых выключателями локомотивов или выключателями смежных участков. Отстройка уставки от указанных режимов осуществляется коэффициентом запаса K_3 , который для быстродействующих выключателей принимают равным 1,15:

$$I_y = K_3 I_{н.маx}, \quad (8.16)$$

где $I_{н.маx}$ — максимальный рабочий ток фидера подстанции,

$$I_{н.маx} = I_{тр} + I_{ср} \frac{n_э - 1}{K}, \quad (8.17)$$

где $I_{тр}$ — ток трогания электровоза;

$I_{ср}$ — средний ток грузового поезда;

$n_э$ — общее число поездов, находящихся в расчетной зоне;

K — коэффициент равный 1 при одностороннем питании тяги и 2 — при двухстороннем питании (от двух тяговых подстанций).

Выбранная уставка проверяется по коэффициенту чувствительности

$$K_ч = \frac{I_{к.мин}}{I_y} \geq 1,25, \quad (8.18)$$

где $I_{к.мин}$ — минимальный ток к.з. в конце защищаемой зоны.

Земляная защита применяется для защиты РУ 3,3 кВ при замыкании на землю. Все подлежащие заземлению части оборудования постоянного тока, расположенные в здании подстанции или на открытой части подстанции, заземляют на специальные внутренние контуры заземления оборудования постоянного тока (КЗОПТ) 2 (рис. 8.19), который соединяется через токовые реле КА1 и КА2 земляной защиты с контуром заземления подстанции (КЗП) 3, охватывающим практически всю территорию подстанции. Во избежание шунтирования реле земляной защиты КА1 и КА2 необходимо в эксплуатации следить за тем, чтобы КЗОПТ не касался заземленных оболочек кабелей и других заземленных устройств, соединенных с КЗП. При нарушении изоляции в РУ 3,3 кВ, например в точке К (рис. 8.19, а), ток замыкания на землю может достигать десятков тысяч ампер. Выполнить защитное заземление 3 с малым сопротивлением, обеспечивающим безопасное напряжение прикос-

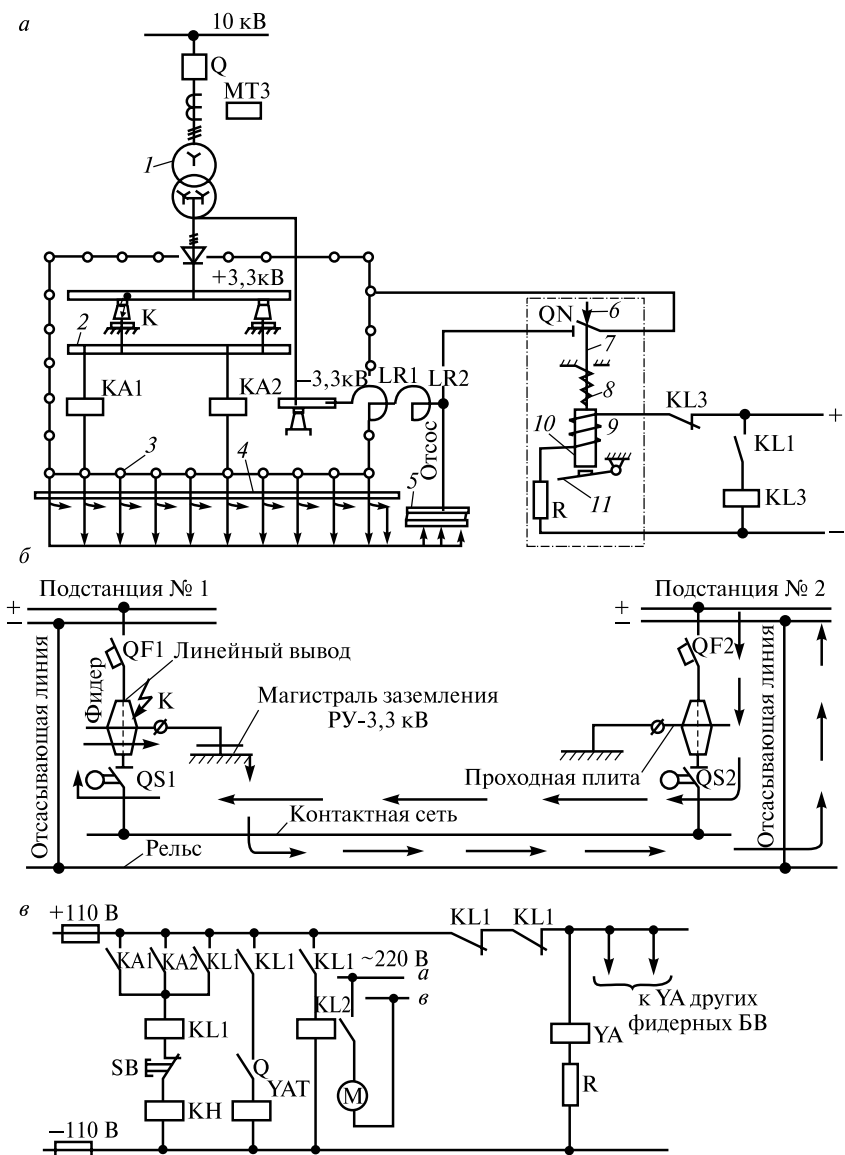


Рис. 8.19. Земляная защита РУ 3,3 кВ:

а — схема протекания токов замыкания на землю при пробое изоляции шины +3,3 кВ; *б* — схема притекания тока от соседней подстанции; *в* — схема земляной защиты

новения и шага, при таких токах замыкания на землю практически невозможно. Поэтому на открытой части выполняют КЗП с сопротивлением не более 0,5 Ом, а для отключения места повреждения применяют быстродействующую земляную защиту.

Необходимость ее установки вызвана тем, что для максимальной токовой защиты трансформатора I преобразовательного агрегата ток при замыкании на землю в РУ 3,3 кВ может оказаться недостаточным из-за большого переходного сопротивления между КЗП 3 и тяговым рельсом 5 , особенно на участке земля-рельс при наличии балластного щебеночного слоя. С другой стороны, фидерные быстродействующие выключатели на ток, притекающий на подстанцию из контактной сети от подстанции № 2 (рис. 8.19, б) не реагируют, так как они поляризованы. Выключатели же последних подстанций не отключаются из-за малой для них величины тока. Таким образом, из сказанного вытекает необходимость применения специальной защиты, реагирующей на пробой изоляции РУ 3,3 кВ. Земляная защита при срабатывании отключает все линейные быстродействующие выключатели, выключатели Q со стороны переменного тока преобразовательных агрегатов и мачтовые QS (рис. 8.19, б) разъединители всех фидеров контактной сети. Необходимость в отключении последних возникает при пробое, например, изоляции проходного изолятора (точка К). После отключения выключателя QF1 питание точки к.з. продолжается от соседней подстанции № 2, отключить ток соседней подстанции можно разъединителем QS1 с моторным приводом. Такое отключение тока соседней подстанции сопровождается частичным или полным повреждением разъединителя, но оно является необходимым.

Схема земляной защиты приведена на рис. 8.19, в. При срабатывании реле KA1 или KA2 протекает ток через обмотки промежуточного реле KL1 и указательного КН. Реле KL1 становится на самоподпитку, замыкает своими контактами цепи отключающих катушек YAT выключателей Q всех преобразовательных агрегатов, другими контактами KL1 реле отключает шлейф питания держащих катушек YA быстродействующих выключателей фидеров контактной сети, которые отключаются. Реле KL2, получив питание через контакт KL1, замыкает цепь электродвигателей приводов магнитных разъединителей, что приводит к их отключению. Отключение реле KL1 осуществляется кнопкой деблокировки SB.

Токи замыкания на землю, протекающие между внешним контуром 3 (см. рис. 8.19, а) и рельсом 5, проходят по цепи 4 с наименьшим электрическим сопротивлением, которой являются оболочки кабелей силовых и связевых. У кабелей может произойти возгорание защитных оболочек и токоведущих жил, особенно при задержке срабатывания по разным причинам земляной защиты. Во избежание этого применяют короткозамыкатель ОН, соединяющий фидер отсоса с контуром заземления КЗП. Короткозамыкатель 6 выключается при срабатывании земляной защиты. Контакт реле КЛ1 замыкает цепь катушки реле КЛ3, которое размыкает цепь электромагнита 9, удерживающего пружину 8 в сжатом состоянии. Под действием пружины сердечник 10 перемещается вниз и с помощью тяги 7 включает короткозамыкатель 6. Сопротивление цепи к.з. при этом снижается, и, несмотря на ограничение тока к.з. реакторами, он становится достаточным для срабатывания МТЗ и отключения преобразовательных агрегатов от шин переменного тока. Кроме того, увеличивается ток соседней подстанции, что приводит к успешному срабатыванию на ней защиты соответствующего фидера контактной сети. Отключение короткозамыкателя производится вручную. Рычагом 11 сердечник 10 перемещается вверх, преодолевая сопротивление сжимаемой пружины 8, и тягой 7 короткозамыкатель 6 отключается. В отключенном состоянии он удерживается электромагнитной силой катушки 9.

8.12. Конструктивное выполнение тяговых подстанций постоянного тока

Тяговые подстанции постоянного тока на протяжении длительного периода электрификации значительно видоизменились. Поэтому находящиеся в эксплуатации подстанции отличаются большим разнообразием в зависимости от питающего напряжения (6; 10; 35; 110; 220 кВ); года постройки (здания одноэтажные и двухэтажные); применяемых выпрямителей (внутренней установки с принудительным охлаждением, наружной с естественным охлаждением); от типа подстанции, способа подключения ее к питающей электросети и от других факторов.

На рис. 8.20 приведен общий вид транзитной подстанции, включаемой в рассечку ЛЭП 110 кВ. Схема РУ 110 кВ приведена на рис. 6.6.

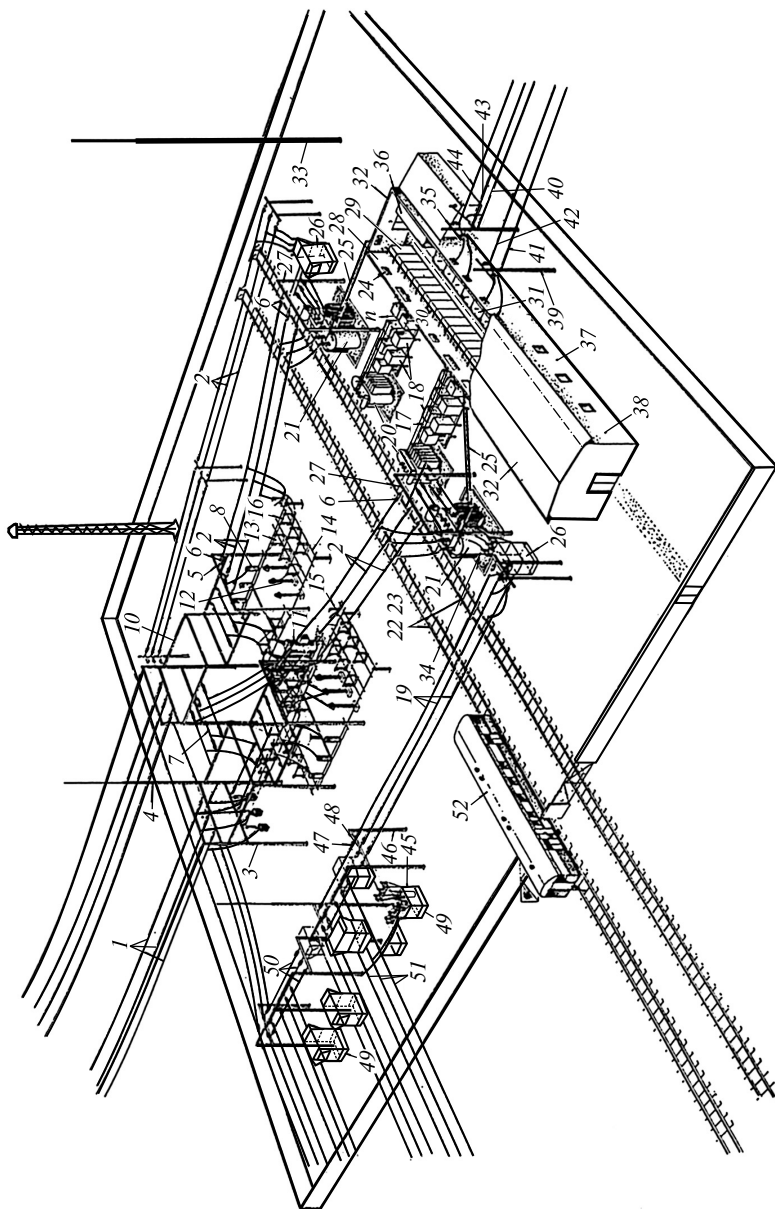


Рис. 8.20. Общий вид тяговой подстанции постоянного тока

На подстанции установлены два трехобмоточных трансформатора 21 (см. рис. 8.20), которые понижают напряжение до 10 и 35 кВ. РУ 10 кВ закрытого типа размещается в здании подстанции, РУ 35 кВ открытого типа расположено на территории подстанции рядом с РУ 110 кВ. Напряжение 110 кВ подается на подстанцию по двум вводам 1, провода которых крепятся гирляндами изоляторов к порталам на железобетонных опорах 3. ОРУ 110 кВ выполняется рамного типа. Основу рамной конструкции составляют опоры, установленные в два ряда и связанные металлическими и железобетонными поперечинами, а понизу — металлическими швеллерными ригелями, которые крепятся хомутами к опорам. Образованная таким образом жесткая рама 10, служит для размещения всего оборудования, за исключением выключателя 11 типа МКП-110М, расположенном на высоте, не требующей его ограждения. Выключатель 11 и разрядники 12 типа РВС-110 устанавливаются на низких фундаментах. Между жесткими поперечинами 5 сверху натягивают соединительные провода (ошиновку), изолированные от поперечин гирляндами 6 изоляторов. От прямых ударов молнии оборудование ОРУ защищается молниеотводами 4 и 33, смонтированными частично на опорах рамной конструкции.

Между вводами подстанции выполнена ремонтная перемычка 7 с двумя разъединителями (на рис. 8.20 показан один) и рабочая перемычка с выключателем 11 и разъединителями 9. Трансформаторы напряжения 8 типа НКФ-110, установленные на раме, присоединяются к вводам с другой стороны от рабочей перемычки. В рабочем положении ремонтная перемычка отключена, а рабочая — включена. Таким образом, линия электропередачи, в рассечку которой включена подстанция, соединена через рабочую перемычку, обеспечивающую возможность перетоков (транзита) электроэнергии слева направо и наоборот. Присоединения трансформаторов являются продолжением вводов 1. Провода 2 присоединений крепятся гирляндами 6 изоляторов к П-образным опорным конструкциям 27. Подключение трансформаторов 21 осуществляется через разъединители 13 и отделители 16, установленные на раме 14. На этой же раме установлен короткозамыкатель 15, нож которого находится в разомкнутом состоянии.

Закрытое РУ 10 кВ, расположенное в одноэтажном здании 32 подстанции, составлено из камер 29, прислоненных к стене 28. Пи-

тание в ЗРУ подается по вводам 25 от понижающих трансформаторов. Сборные шины 30 РУ 10 кВ секционированы выключателем. От каждой секции через проходные изоляторы подается напряжение по присоединениям 17 на преобразовательный трансформатор 20, к которому подключен выпрямитель 18, состоящий из шести шкафов. Через проходные изоляторы проходной плиты 24 питание подается на трансформаторы собственных нужд, установленные за стеной здания 32.

РУ 3,3 кВ закрытого типа смонтировано в здании подстанции напротив РУ 10 кВ из камер 31 заводского изготовления. В этом же ряду располагается камера фильтр-устройства 36, а реакторы сглаживающего устройства смонтированы в шкафу (реакторной) 35. Опоры 39, установленные вдоль ограждения подстанции, служат для крепления проводов фидерных линий 41, 42, 43, 44 контактной сети, рельсовый фидер 40 крепится натяжной гирляндой изоляторов к опоре, ближайшей к реакторному шкафу. В здании подстанции расположены помещения: щитовые 37, дизель-генераторное 38, аккумуляторной батареи и др.

ОРУ 35 кВ получает питание от трансформаторов 21 по вводам 19 через выключатель в ячейке 26 и присоединение 34 к трансформатору. Шины ОРУ 35 кВ выполнены гибкими проводами, которые крепятся гирляндами изоляторов 47 к П-образным опорным конструкциям, состоящим из двух опор 46 и поперечины 48. На каждую отходящую линию монтируется ячейка 49 заводского изготовления, состоящая из выключателя 45, трансформатора тока и двух разъединителей. Аналогичная ячейка предусмотрена и для секционного выключателя. Она расположена в центре ОРУ 35 кВ.

Провода 51 отходящих ЛЭП 35 кВ и гибкой ошиновки 50 крепятся к порталам ОРУ 35 кВ.

Понижающие трансформаторы 21 установлены перед зданием подстанции возле подъездных путей 22 и 23 на таком расстоянии от них, которое обеспечивает возможность монтажа трансформатора краном на железнодорожном ходу с платформ, на которых транспортируются трансформаторы. Подъездные пути используются для установки вагонов 52 и платформ с оборудованием масляного хозяйства дистанции электроснабжения, а также передвижных тяговых подстанций и трансформаторов.

8.13. Общие сведения о тяговых подстанциях переменного тока

Системы однофазного тока промышленной частоты получили широкое распространение во всем мире после второй мировой войны. По этой системе электрифицировано около 25 тыс. км, что составляет 25 % общей протяженности электрических железных дорог мира. В нашей стране первый участок (Ожерелье-Павелец Московской ж.д.) был электрифицирован на переменном токе в 1956—1957 гг. Протяженность его составила 137 км. Он стал опытным участком, на котором проходило проверку новое оборудование и электровагоны системы переменного тока.

Система переменного тока напряжением 25 кВ имеет более высокое напряжение в контактной сети, чем при постоянном токе, и возможность легко понизить его трансформатором электровагона, что является ее главным достоинством. Электровагон мощностью 6000 кВт на постоянном токе потребляет из тяговой сети 2000 А, а на переменном — лишь 300 А. Поэтому контактная сеть на переменном токе более легкая, опорные конструкции для ее крепления требуют меньше материала, а значит — дешевле.

Конструкция подстанций переменного тока по сравнению с подстанциями постоянного тока более простая благодаря отсутствию преобразовательных агрегатов, понижающих и выпрямляющих переменное напряжение. Количество подстанций при системе переменного тока значительно меньше, оно составляет около 400 шт. на всей сети электрифицированных железных дорог страны. Эксплуатационная же длина линий, электрифицированных на переменном токе, составляет около 25 тыс. км. Среднее расстояние между подстанциями переменного тока превышает 50 км.

Для экономии эксплуатационных расходов некоторые участки, электрифицированные ранее на постоянном токе, переводятся на переменный. Так, в 1995 г. впервые в мире на действующем, интенсивно работающем участке протяженностью почти 400 км Зима—Слюдянка Восточно-Сибирской ж.д. практически без остановки движения поездов произведено переключение электрической тяги с постоянного тока на переменный, что позволило решить многие технические проблемы и снизить эксплуатационные расходы.

На рис. 8.21 приведена схема участка железной дороги, электрифицированного на переменном токе напряжением 25 кВ. К линии электропередачи трехфазного переменного тока ЛЭП 110 кВ подключен понижающий трансформатор подстанции Т, который понижает напряжение 110 кВ до 27,5 кВ для питания тяги, а также до 35 или 10 кВ для питания нетяговых потребителей НП. Напряжение с трансформатора Т подается на шины А, В, С 27,5 кВ и используется для питания ЭПС через тяговую сеть.

Для равномерной загрузки всех трех фаз системы внешнего электроснабжения в тяговую сеть станции и перегона слева подается напряжение, отличающееся по фазе от напряжения, подаваемого в тяговую сеть перегона справа. Контактная сеть перегона слева от станции получает питание от шины фазы В через выключатель Q1 по

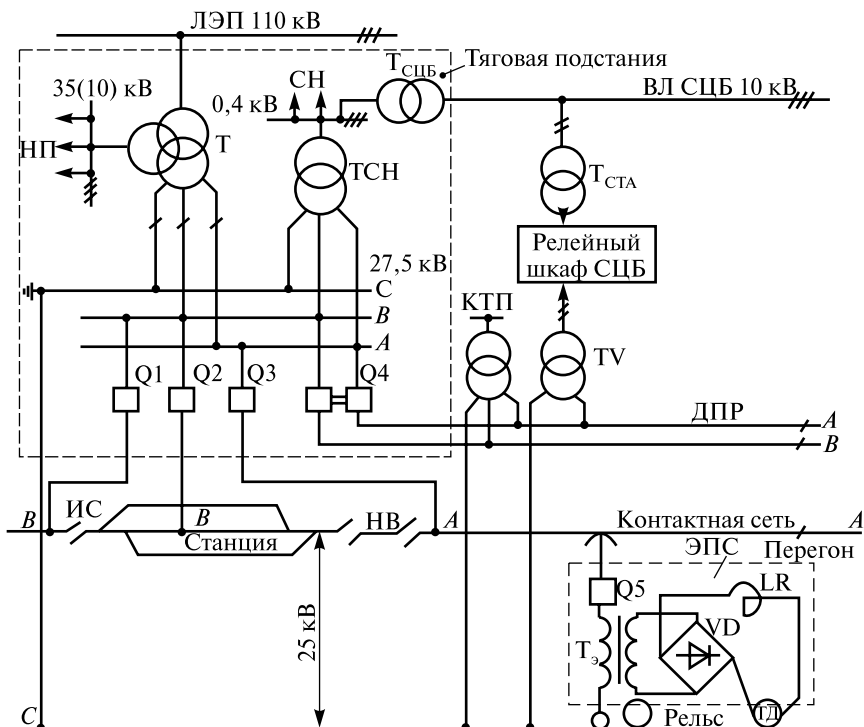


Рис. 8.21. Упрощенная схема питания тяги и нетяговых потребителей от ТП однофазного переменного тока 25 кВ

питающей линии, тяговый рельс подключен к шине фазы *C*, которая на подстанции заземляется, контактная сеть станции получает питание от шины фазы *B* через выключатель Q2, перегон справа питается от фазы *A* через выключатель Q3.

Контактная сеть станции отделяется от перегона слева изолирующим сопряжением ИС, а от перегона справа — нейтральной вставкой НВ, состоящей из двух изолирующих сопряжений. Нейтральная вставка позволяет токоприемнику ЭПС переходить с фазы *B* станции на фазу *A* перегона, не создавая короткого замыкания между фазами, так как изолирующие сопряжения НВ перекрываются токоприемником поочередно.

После подачи напряжения в тяговую сеть выключателями Q1, Q2, Q3 машинист может, подняв токоприемник электровоза и включив выключатель Q5, подать напряжение на первичную обмотку тягового трансформатора электровоза T_3 . Напряжение, снимаемое со вторичной обмотки T_3 , выпрямляется выпрямителем VD и через сглаживающий реактор LR подводится к тяговым двигателям ТД, через которые протекает ток. Вращение двигателей приводит ЭПС в движение.

От шин 27,5 кВ тяговой подстанции получают питание также не-тяговые потребители. Для этого через выключатель Q4 к шинам *A* и *B* подключены два провода, проложенные на опорах контактной сети с полевой стороны, третьим проводом этой системы является рельс. Система получила название ДПР (два провода-рельс). Понижающие трансформаторы комплектных трансформаторных подстанций потребителей $T_{КТП}$ подключаются к проводам и рельсу системы ДПР, понижают напряжение до величины, необходимой потребителю.

Электроэнергию для собственных нужд СН подстанции (питание цепей управления, сигнализации, защиты, автоматики, освещения, отопления, вентиляции) получают от трансформатора собственных нужд ТСН. От шин собственных нужд через трансформатор $T_{СЦБ}$ напряжение подается в линию ВЛ СЦБ 10 кВ, смонтированную на отдельностоящих опорах (не на опорах контактной сети) и предназначенную для питания устройств СЦБ. От ВЛ СЦБ получают электроэнергию трансформаторы сигнальных точек автоблокировки $T_{СТА}$, которые, в свою очередь, питают релейные шкафы СЦБ, а через них — лампы светофоров. Так как от работы устройств СЦБ зависит бесперебойное движение поездов на учас-

тке, они должны иметь резервный источник питания. В качестве резервного источника используют однофазный трансформатор напряжения TV, подключенный к одному из проводов линии ДПП и рельсу.

Система электроснабжения переменного тока имеет и ряд недостатков. Один из них заключается в значительном электромагнитном влиянии тяговой сети на линии связи, проходящие вдоль железных дорог, что заставляет выполнять их не воздушными, как на постоянном токе, а кабельными. Это приводит к увеличению стоимости электрификации железных дорог.

Возникают также проблемы несимметрии токов и напряжений как в тяговой, так и во внешней системе электроснабжения из-за того, что электровозы потребляют однофазный ток, а линии электропередачи трехфазные. Так как перегоны, прилегающие к станции, на которой находится тяговая подстанция, питаются от разных фаз системы внешнего электроснабжения, то появляется необходимость монтажа нейтральных вставок НВ (см. рис. 8.21) у каждой подстанции. На нейтральную вставку напряжение не подается, поэтому ЭПС может потреблять ток при своем движении только до НВ. После перехода токоприемника на нейтральную вставку протекание тока через двигатели ЭПС должно прекратиться. Однако при большом токе это сразу не происходит, за токоприемником тянется электрическая дуга, которая за доли секунды может пережечь контактный провод. Во избежание этого машинист, при подъезде к нейтральной вставке обязан отключить ток. Однако, преждевременное отключение тока может вызвать остановку поезда на нейтральной вставке. Следовательно, проезд нейтральной вставки требует от машиниста большого внимания, а наличие таких вставок увеличивает вероятность пережога контактного провода.

К недостаткам системы переменного тока можно отнести также усложнение и удорожание электровозов, так как на них перенесены с подстанций постоянного тока тяговые трансформаторы T_3 и выпрямители VD.

Система однофазного переменного тока 2×25 кВ появилась в результате стремления повысить напряжение для существенного увеличения передаваемой по тяговой сети электрической мощности и одновременно использовать стандартный электроподвижной состав на напряжение 25 кВ. При этой системе электроэнергия от тяговой подстанции к ЭПС передается в два этапа: сначала от

подстанции до автотрансформаторных пунктов (АТП) напряжением 50 кВ, затем от АТП до ЭПС напряжением 25 кВ.

На рис. 8.22 приведена схема участка железной дороги, электрифицированного по системе 2×25 кВ. К линии электропередачи ЛЭП 110 кВ подключены однофазные трансформаторы тяговой подстанции Т1 и Т2, понижающие напряжение до 55 кВ. Вторичные обмотки трансформаторов подключены к шинам РУ 55 кВ: Т1 — к К1 и П1, Т2 к К2 и П2. Средние точки этих обмоток соединены между собой и подключены к рельсам. Таким образом, между рельсами и шинами К1, П1, К2, П2 напряжение 27,5 кВ, а между К1 и П1 — 55 кВ и между К2 и П2 — 55 кВ. Шины К1 и К2 служат для питания контактного провода на станции и перегонах слева и справа от станции, а к шинам П1 и П2 подключены питающие провода, проложенные на опорах контактной сети перегонов.

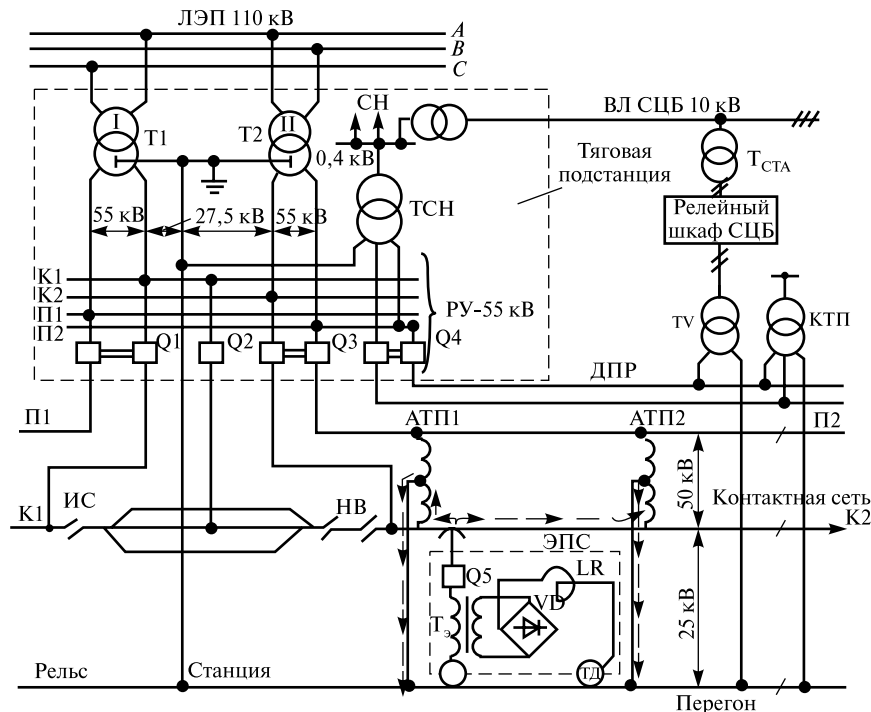


Рис. 8.22. Упрощенная схема питания тяги и нетяговых потребителей от ТП переменного тока системы 2×25 кВ

На межподстанционной зоне (между двумя подстанциями) на расстоянии от 8 до 15 км располагаются автотрансформаторные пункты АТП1, АТП2 и т.д., подключенные к проводам контактной сети и питающему проводу. Автотрансформаторы АТП получают электроэнергию напряжением 50 кВ от тяговых подстанций и отдают ее ЭПС напряжением 25 кВ.

Питание контактной сети перегонов осуществляется через двухфазные выключатели Q1 и Q3, а питание станции — через однофазный выключатель Q2. Система ДПР (два провода-рельс) для питания нетяговых потребителей, расположенных вдоль железной дороги, подключена к шинам подстанции через выключатель Q4, провода ее закрепляются на опорах контактной сети с полевой стороны, как и питающие провода П1 и П2. К проводам системы ДПР и рельсу подключаются трансформаторы комплектных трансформаторных подстанций $T_{\text{КТП}}$, которые понижают напряжение до величины, необходимой потребителю. К системе ДПР подключаются трансформаторы напряжения TV резервного питания релейных шкафов СЦБ. Основное питание релейных шкафов осуществляется от самостоятельной ВЛ СЦБ 10 кВ через трансформатор сигнальной точки автоблокировки $T_{\text{СТА}}$. ВЛ СЦБ 10 кВ получает электроэнергию от шин собственных нужд СН тяговой подстанции через повышающий трансформатор $T_{\text{СЦБ}}$. На шины собственных нужд электроэнергия поступает от распределительного устройства 55 кВ (РУ 55 кВ) через трансформатор собственных нужд ТСН.

Трансформатор собственных нужд получает электроэнергию напряжением 27,5 кВ от шин П1 и П2 РУ 55 кВ и от средних точек трансформаторов Т1 и Т2, понижает напряжение до 0,4 кВ и питает этим напряжением потребителей собственных нужд СН и трансформатор СЦБ. Подключение ТСН и проводов ДПР может осуществляться и к другим шинам РУ 55 кВ, например, П1 и К2 при условии, что между ними напряжение 27,5 кВ.

Контактная сеть перегона слева от подстанции и контактная сеть станции получают питание от трансформатора Т1 и отделяются друг от друга изолирующим сопряжением ИС. Перегон справа от подстанции получает питание от трансформатора Т2, который подключен в отличие от Т1 к другим фазам ЛЭП 110 кВ, поэтому контактная сеть станции отделяется от перегона справа нейтральной вставкой НВ, обеспечивающей переход токоприемника ЭПС с одной фазы контактной сети на другую без короткого замыкания меж-

ду фазами. Более подробно процесс этого перехода описан в пояснении к рис. 8.21.

ЭПС, находящийся между двумя автотрансформаторными пунктами АТП1 и АТП2, получает от двух автотрансформаторов ток, цепь прохождения которого показана на рис. 8.22 пунктирной линией. Когда же ЭПС располагается между тяговой подстанцией и АТП1, то питается от них. При этом ток подстанции идет от трансформатора Т2 через полюс выключателя Q3, контактный провод, токоприемник, выключатель электровоза Q5, первичную обмотку трансформатора Т₃, колесную пару, рельс, отсасывающую линию на среднюю точку вторичной обмотки трансформатора Т2.

Система электроснабжения 2×25 кВ имеет ряд достоинств по сравнению с системой переменного тока 25 кВ:

- меньшие нагрузки на провода контактной сети;
- снижение потерь напряжения и энергии в тяговой сети;
- уменьшение влияния на воздушные линии связи;
- увеличение расстояния между тяговыми подстанциями до 80—90 км, что позволяет располагать их в наиболее удобных для эксплуатации местах.

Положительные свойства этой системы дают возможность применять ее для усиления устройств электроснабжения при возрастающем грузопотоке без увеличения числа тяговых подстанций, для электрификации линий, пролегающих в малонаселенных районах страны.

8.14. Трансформаторы тяговых подстанций переменного тока

Для питания ЭПС однофазным переменным током напряжением 27,5 кВ на тяговых подстанциях могут быть использованы однофазные и трехфазные понижающие трансформаторы. При этом однофазные трансформаторы применяются только на участках железных дорог, электрифицированных по системе электроснабжения 2×25 кВ.

Трехфазные трехобмоточные трансформаторы ТДТНЖ (трехфазный, с дутьевым охлаждением, трехобмоточный, с регулированием напряжения под нагрузкой, для железнодорожного транспорта) выпускаются с первичным напряжением 110—220 кВ. Первичные обмотки таких трансформаторов соединяются в «звезду», вторич-

ные на напряжение 27,5 и 10 кВ — в «треугольник», на напряжение 35 кВ — в «звезду» (рис. 8.23, а). Вершина *c* «треугольника» подключается к тяговому рельсу, а вершины *a* и *b* — к контактной сети слева и справа от подстанции. Однофазная тяговая нагрузка слева от подстанции питается током $I_{л}$, который протекает под действием напряжения U_{ac} , нагрузка справа — током $I_{п}$, протекающим по ней под действием напряжения U_{bc} . Суммируясь в рельсовом фидере токи $I_{л}$ и $I_{п}$ создают ток $I_{р}$ со знаком «минус», направленный от рельса к вершине *c* «треугольника». Распределение токов нагрузок между фазами «треугольника» определяется только сопротивлением этих фаз. Из рис. 8.23, б видно, что ток $I_{л}$, протекающий от *c* к *a* по двум параллельным ветвям, делится обратно про-

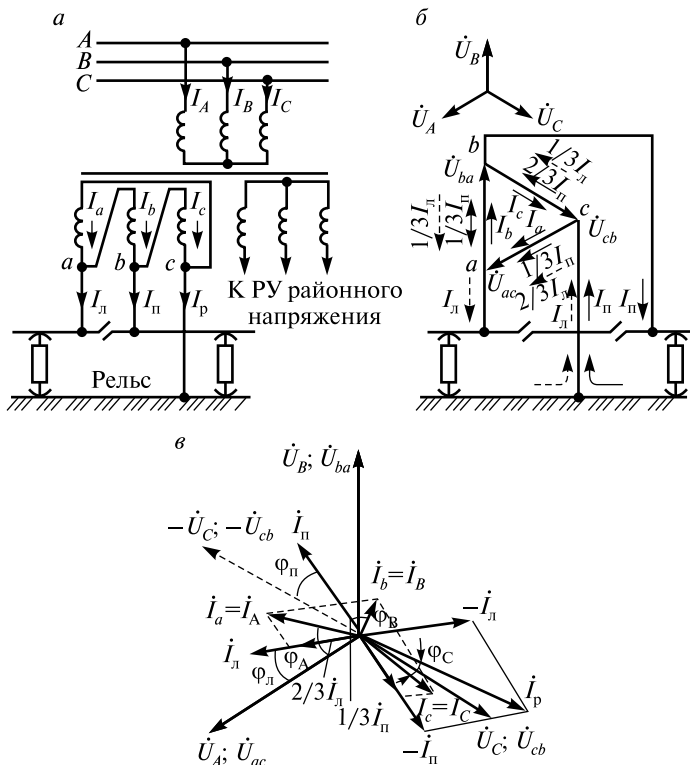


Рис. 8.23. Схемы подключения трехфазного тягового трансформатора (а), распределения токов по фазам тяговой обмотки 27,5 кВ (б) и векторные диаграммы напряжений и токов в фазах (в)

порционально сопротивлением этих ветвей $\left(cb - \frac{1}{3} \dot{I}_л; ca - \frac{2}{3} \dot{I}_л \right)$. Ток $I_{\text{п}}$, протекающий от c к b также делится на два тока $\left(ca - \frac{1}{3} \dot{I}_{\text{п}}; cb - \frac{2}{3} \dot{I}_{\text{п}} \right)$. Складывая пофазно токи, получаем:

$$\begin{aligned} \dot{I}_a &= \frac{2}{3} \dot{I}_л + \frac{1}{3} \dot{I}_{\text{п}}; \\ \dot{I}_b &= -\frac{1}{3} \dot{I}_л + \frac{1}{3} \dot{I}_{\text{п}}; \\ \dot{I}_c &= -\frac{1}{3} \dot{I}_л - \frac{1}{3} \dot{I}_{\text{п}}. \end{aligned} \quad (8.19)$$

Знак «минус» получает составляющая тока $I_{\text{л}}$ или $I_{\text{п}}$ при направлении против вектора напряжения фазы, по которой протекает составляющая тока.

На векторной диаграмме токов и напряжений (рис. 8.23, *в*) вектор тока $I_{\text{л}}$ отстает на угол $\varphi_{\text{л}}$ от вектора напряжения $\dot{U}_A (\dot{U}_{ac})$, а $\dot{I}_{\text{п}}$ отстает на угол $\varphi_{\text{п}}$ от вектора $-\dot{U}_C (-\dot{U}_{cb})$ (направление вектора напряжения к рельсу принимается со знаком «минус», от рельса — со знаком «плюс»). Векторы $\dot{I}_a, \dot{I}_b, \dot{I}_c$ на векторной диаграмме построены в соответствии с выражениями (8.19); видно, что токи несимметричны и не равны по модулю. Наименее загружена оказывается фаза b , которая непосредственно не связана с рельсом, на векторной диаграмме (см. рис. 8.23, *б*) она расположена против вершины треугольника c , соединенной с рельсом. В табл. 8.2 приведены данные трансформаторов для питания электрической тяги переменного тока. Трансформаторы ТДЦТП выпускаются для передвижных тяговых подстанций.

Рассмотрим параллельную работу трехфазных трансформаторов тяговых подстанций. Фазы обмоток 27,5 кВ загружены неравномерно. Если присоединить к высоковольтной ВЛ (рис. 8.24) трансформаторы одноименными первичными выводами к соответствующим фазам ВЛ питающей сети, то получится значительная неравномерность загрузки фаз сети, крайне нежелательная для энергосистемы и промышленных потребителей, так как это вызывает дополнительные потери напряжения и искажение напряжения трехфазных потребителей. Основным методом выравнивания на-

Параметры трехфазных трансформаторов для электрической тяги переменного тока

Тип трансформатора	Номинальное напряжение, кВ			Схемы и группы соединения обмоток	Напряжение к.з., %		
	ВН	СН	НН		BC	ВН	СН
ТДТНЖ-16000, 25000/110	115	38,5	27,5	$\zeta/\zeta/\Delta-0-11$	17	10,5	6
	115	27,5	11	$\zeta/\Delta/\Delta-11-11$	10,5	17	6
ТДТНЖ-40000/110	115	38,5	27,5	$\zeta/\zeta/\Delta-0-11$	17	10,5	6
	115	27,7	11	$\zeta/\Delta/\Delta-11-11$	10,5	17	6
ТДЦТП-32000/110	115	38,5	27,5	$\zeta/\zeta/\Delta-0-11$	17	10,5	6
ТДЦП-16000, 25000/220	230	—	27,5	$\zeta/\Delta-11$	—	12	—
ТДТНЖ-40000/220	230	38,5	27,5	$\zeta/\zeta/\Delta-0-11$	22	12,5	9,5
	230	27,5	11	$\zeta/\zeta/\Delta-0-11$	12,5	22	9,5

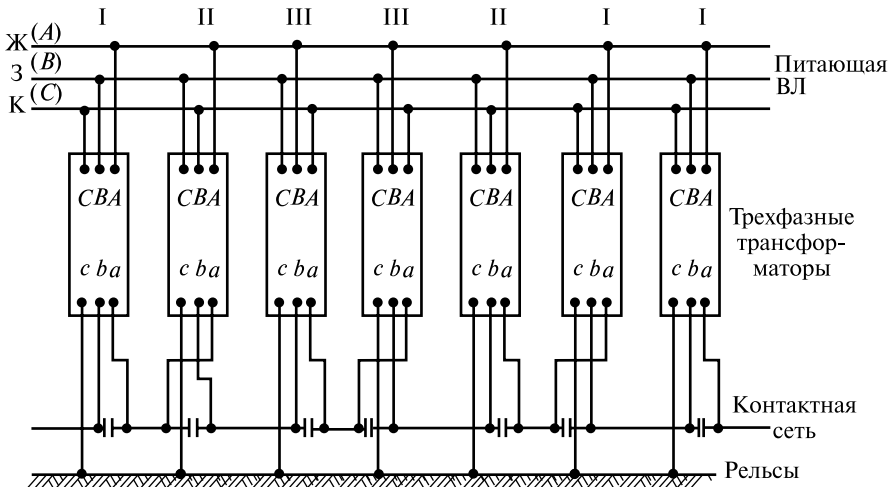


Рис. 8.24. Схема фазировки тяговых подстанций переменного тока с трехфазными трансформаторами

грузки по фазам, а следовательно, снижения несимметрии является чередование фаз *A*, *B*, *C* трансформаторов при подключении к высоковольтной воздушной линии электропередачи ВЛ, фазы которой обозначены Ж (*A*), З (*B*), К (*C*) буквами расцветки этих фаз (жел-

тая, зеленая, красная). На рис. 8.24 показано подключение трансформаторов семи подстанций. Так как две соседние подстанции питают с двух сторон контактную сеть КС одного участка, то их трансформаторы должны быть подключены так, чтобы от ВЛ подавалась на этот участок одна и та же фаза. Каждый участок межподстанционной зоны таким образом является нагрузкой одной фазы энергосистемы. Подключение этих участков к фазам ВЛ чередуется, а тяговые подстанции делятся по способу подключения на три варианта I, II, III. Этот метод выравнивания токов и напряжений по фазам питающей ВЛ является идеализированным. В реальных условиях добиться полной симметрии нагрузок и напряжений невозможно, так как нагрузки фаз трансформаторов зависят от количества поездов на участке и потребляемых ими токов, а последнее во многом зависит от профиля пути, веса поезда и т.д.

На тяговых подстанциях системы электроснабжения 2×25 кВ устанавливаются *однофазные трансформаторы ОРДНЖ* с расщепленной вторичной обмоткой, дутьевым охлаждением и регулированием напряжения под нагрузкой на вторичных обмотках 27,5 кВ. Предусмотрено ступенчатое регулирование напряжения в пределах $\pm 6 \times 1,67\%$ от номинального напряжения с помощью переключателя типа РНТА-35/320А.

Для понижения напряжения 50 кВ между подстанциями применяют *автотрансформаторы типа АОМЖ*. С их помощью напряжение регулируется в широком диапазоне: от 20,5 до 31,5 кВ.

Параметры однофазных трансформаторов и автотрансформаторов приведены в табл. 8.3.

Таблица 8.3

Параметры однофазных трансформаторов системы электроснабжения 2×25 кВ

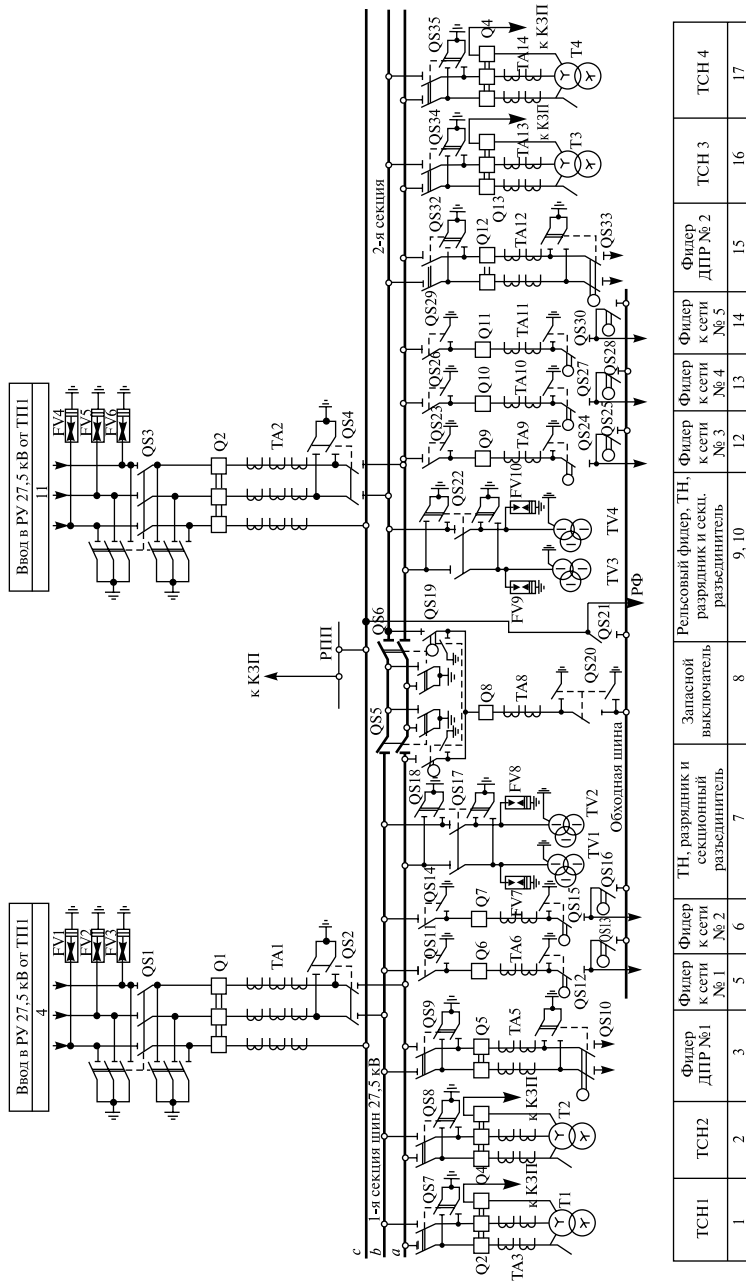
Тип трансформатора	Номинальная мощность обмоток, МВ·А		Напряжение обмоток, кВ		Напряжение к.з., %	Схема и группа соединения обмоток
	вн	нн	вн	нн		
ОРДНЖ-16000/220	16	8-8	230	27,5-27,5	12,5	1/1-1-00
ОРДНЖ-16000/110	16	8-8	115	27,5-27,5	10,5	1/1-1-0-0
АОМЖ-10000/55	10	—	55	29	1,5	1 авто
АОМЖ-16000/55	16	—	55	29	1,5	1 авто

8.15. Схема РУ 27,5 кВ

Распределительное устройство 27,5 кВ (рис 8.25) выполняется по условиям надежности электроснабжения тяги. Питание контактной сети осуществляется от рабочей системы шин, фазы которой *a* и *b* секционируются разъединителями QS5 и QS6 с заземляющими ножами, и от обходной шины. Фаза *c* рабочей системы шин не секционируется. Она связана с рельсом подъездного пути (РПП), контуром заземления подстанции (КЗП) и тяговым рельсом, к которому идет (отсасывающая линия) — воздушный рельсовый фидер (РФ). При таком присоединении фазы *c* КЗП не перегружается тяговыми токами, исключается опасность возникновения разности потенциалов между РПП и КЗП. Секционирование шин двумя разъединителями позволяет производить любой ремонт на секции, в том числе и секционного разъединителя, с отключением только ремонтируемой секции.

Электроэнергия подается на сборные шины от обмоток 27,5 кВ тяговых трансформаторов Т1 и Т2 по вводам, на которых установлены вакуумные выключатели Q1 и Q2 типа ВБЭТ-27,5-630 с электромагнитными приводами и встроенными трансформаторами тока. С двух сторон выключателей устанавливаются разъединители: QS1 и QS3 со стороны трансформатора с двумя заземляющими ножами типа РНДЗ-2-35 с приводом ПР-90-У1; со стороны шин — двухполюсные разъединители QS2 и QS4 с одним заземляющим ножом типа РНДЗ-1-35 с ручным приводом. При отсутствии встроенных трансформаторов тока используют трансформаторы ТА1 и ТА2 типа ТФЗМ-35Б. На вводах также устанавливаются разрядники FV1-FV6 типа РВМ-35 или ОПН-27,5 для защиты трансформаторов Т1 и Т2 от перенапряжений. Аналогичные разрядники для защиты изоляции РУ-27,5 кВ от перенапряжений установлены в ячейках 7 (FV7 и FV8) и 10 (FV9 и FV10).

Питание контактной сети осуществляется по фидерам (ячейки 5, 6, 12, 13, 14), причем фидеры, питающие контактную сеть одного направления, присоединяются к одной секции, а фидеры другого направления — ко второй секции шин. Запасной выключатель Q8 с помощью разъединителей QS18 и QS19 может быть присоединен к любой секции, обеспечивая питание любого фидера контактной сети при отключенном выключателе этого фидера. За-



1	ТСН1	Фидер к сети №1	Фидер к сети №2	Фидер к сети №3	Фидер к сети №4	Фидер к сети №5	Фидер к сети №2	ТСН3	ТСН4
2	ТСН2	Фидер к сети №1	Фидер к сети №2	Фидер к сети №3	Фидер к сети №4	Фидер к сети №5	Фидер к сети №2	ТСН3	ТСН4
3		Фидер к сети №1	Фидер к сети №2	Фидер к сети №3	Фидер к сети №4	Фидер к сети №5	Фидер к сети №2	ТСН3	ТСН4
4		Фидер к сети №1	Фидер к сети №2	Фидер к сети №3	Фидер к сети №4	Фидер к сети №5	Фидер к сети №2	ТСН3	ТСН4
5		Фидер к сети №1	Фидер к сети №2	Фидер к сети №3	Фидер к сети №4	Фидер к сети №5	Фидер к сети №2	ТСН3	ТСН4
6		Фидер к сети №1	Фидер к сети №2	Фидер к сети №3	Фидер к сети №4	Фидер к сети №5	Фидер к сети №2	ТСН3	ТСН4
7		Фидер к сети №1	Фидер к сети №2	Фидер к сети №3	Фидер к сети №4	Фидер к сети №5	Фидер к сети №2	ТСН3	ТСН4
8		Фидер к сети №1	Фидер к сети №2	Фидер к сети №3	Фидер к сети №4	Фидер к сети №5	Фидер к сети №2	ТСН3	ТСН4
9, 10		Фидер к сети №1	Фидер к сети №2	Фидер к сети №3	Фидер к сети №4	Фидер к сети №5	Фидер к сети №2	ТСН3	ТСН4
11		Фидер к сети №1	Фидер к сети №2	Фидер к сети №3	Фидер к сети №4	Фидер к сети №5	Фидер к сети №2	ТСН3	ТСН4
12		Фидер к сети №1	Фидер к сети №2	Фидер к сети №3	Фидер к сети №4	Фидер к сети №5	Фидер к сети №2	ТСН3	ТСН4
13		Фидер к сети №1	Фидер к сети №2	Фидер к сети №3	Фидер к сети №4	Фидер к сети №5	Фидер к сети №2	ТСН3	ТСН4
14		Фидер к сети №1	Фидер к сети №2	Фидер к сети №3	Фидер к сети №4	Фидер к сети №5	Фидер к сети №2	ТСН3	ТСН4
15		Фидер к сети №1	Фидер к сети №2	Фидер к сети №3	Фидер к сети №4	Фидер к сети №5	Фидер к сети №2	ТСН3	ТСН4
16		Фидер к сети №1	Фидер к сети №2	Фидер к сети №3	Фидер к сети №4	Фидер к сети №5	Фидер к сети №2	ТСН3	ТСН4
17		Фидер к сети №1	Фидер к сети №2	Фидер к сети №3	Фидер к сети №4	Фидер к сети №5	Фидер к сети №2	ТСН3	ТСН4

Рис. 8.25. Схема РУ 27,5 кВ

пасной выключатель и выключатели фидеров контактной сети применяются типа ВБН-27,5 П-20/1600-УХЛ1 со встроенным электромагнитным приводом. Применение вакуумных выключателей значительно облегчает эксплуатацию РУ-27,5 кВ и повышает надежность питания электротяги. На каждом фидере контактной сети применяется по три разъединителя. Например, на первом фидере: шинный QS11 с одним заземляющим ножом и ручным приводом; линейный QS12 с одним заземляющим ножом и дистанционным приводом; обходной QS13 без заземляющих ножей с дистанционным приводом. Наличие на каждом фидере обходных разъединителей позволяет заменять фидерные выключатели Q6, Q7, Q9, Q10, Q11 запасным выключателем Q8. Процесс замены происходит без перерыва электроснабжения тяги.

Рассмотрим его на примере вывода в ремонт выключателя Q6 первого фидера, который подает питание в контактную сеть от фазы *b*. Разъединитель QS19 с дистанционным приводом включается первым, если разъединитель QS20 с ручным приводом находится постоянно во включенном состоянии, затем включается выключатель Q8. Напряжение подается на обходную (запасную) шину и проверяется ее изоляция. Последним дистанционно включается QS13 и питание фидера № 1 осуществляется от фазы *b* через выключатели Q6 и Q8. После этого выключатель Q6 отключается, отключаются его разъединители QS12 и QS11 (последний — вручную), включаются их заземляющие ножи для обеспечения безопасности производства работ на выключателе Q6 и трансформаторе тока ТА6. Ввод выключателя Q6 в работу осуществляется в обратном порядке: отключаются заземляющие ножи и включаются разъединители QS11, QS12 и выключатель Q6, отключаются выключатель Q8, разъединители QS13 и QS19. Разъединитель QS20 может оставаться включенным или при необходимости отключается.

При выводе в ремонт первой секции шин фидеры № 1 и № 2 могут получать питание от второй секции через запасной выключатель Q8 и разъединители QS19, QS20, QS16, QS13. Наличие дистанционного управления приводами разъединителей дает возможность производить операцию замены выключателя любого фидера запасным по телеуправлению. Для исключения возможности включения сразу двух шинных разъединителей QS18 и QS19 запасного выключателя, что привело бы к к.з. между фазами *a* и *b*, разъединители сбло-

кированы (штриховая линия, соединяющая эти разъединители). Блокировка запрещает одновременное включение разъединителей.

Нетяговые линейные потребители железнодорожного транспорта получают питание по фидерам ДПР (ячейки 3 и 15). Фидеры ДПР содержат трехфазные выключатели Q5 и Q12 (одна фаза которых не задействована), трансформаторы тока ТА5 и ТА12 и разъединители: шинные QS9 и QS32 с одним заземляющим ножом и ручным управлением; линейные QS10 и QS33 с одним заземляющим ножом и дистанционным управлением. Заземляющие ножи используются для заземления выключателей и трансформаторов тока при их ремонте.

Для питания цепей собственных нужд подстанции используются трансформаторы собственных нужд ТСН Т1, Т2, Т3, Т4, два из которых необходимы для подогрева оборудования на открытой части подстанции и масла в выключателях в зимнее время. Трансформаторы подогрева применяются обычно на опорных подстанциях с большим числом масляных выключателей 110—220 кВ, в которых содержатся десятки тонн трансформаторного масла. При температурах ниже -20°C масло густеет, становится более вязким, снижая скорость подвижных частей выключателей при включениях и отключениях. Для предотвращения этого необходим подогрев масла, для чего используются два ТСН. Присоединения ТСН к шинам 27,5 кВ выполняются через трехфазный выключатель, двухполюсный разъединитель (одна фаза выключателя присоединяется к КЗП без разъединителя). Трансформаторы тока устанавливаются на фазах ТСН, подключенных к шинам *a* и *b*.

Типы выключателей и разъединителей на присоединениях ТСН и ДПР аналогичны тем, что применены на вводах РУ-27,5 кВ и описаны в начале этого параграфа; трансформаторы тока — типа ТФЗМ-35А; на каждом присоединении ТСН и ДПР устанавливается по два трансформатора тока.

Однофазные трансформаторы напряжения TV1, TV2, TV3, TV4 типа ЗНОМ-35-65 и ограничители напряжений FV7, FV8, FV9, FV10 типа ОПН-27,5 подключаются к шинам через общие разъединители QS17 и QS22 с двумя заземляющими ножами. Ножи этих разъединителей используются для заземления секций шин при работе на них.

8.16. Схема РУ 110(220) кВ тяговых подстанций

Однолинейные схемы РУ 110(220) кВ тупиковых, отпаечных и транзитных подстанций, включаемых в рассечку ЛЭП 110(220) кВ, представлены на рис. 6.5 и 6.6. Описание этих схем приведено в параграфе 6.1.

Однолинейная схема РУ110(220) кВ опорной тяговой подстанции приведена на рис. 8.26. Такая схема применяется для тяговых подстанций как переменного, так и постоянного тока. Она имеет много принципиально общего со схемой РУ 27,5 кВ. РУ 110(220) кВ выполняется с одинарной секционированной выключателем Q6 и шинными разъединителями QS17 и QS18 (типа РНДЗ-1-110 с приводами типа ПР-90-У1) системой сборных шин. Выключатель Q6 имеет встроенные трансформаторы тока ТА6. Аналогичное оборудование установлено на вводах распределительного устройства и на присоединениях понижающих трансформаторов Т1 и Т2, за исключением линейных разъединителей QS6—QS10 типа РНДЗ-2-110. К обходной системе шин вводы и трансформаторы Т1 и Т2 подключаются обходными разъединителями QS2—QS5. Подстанция имеет четыре ввода (второй и третий на схеме не показаны); нечетные вводы 1 и 3 присоединяются к первой секции шин, четные 2 и 4 — к второй. Каждый ввод подключен к секции через линейный разъединитель (QS6, QS9), выключатель (Q1, Q4) со встроенными трансформаторами тока (ТА1, ТА4) и шинный разъединитель (QS11, QS15). Трансформаторы Т1 и Т2 со встроенными трансформаторами тока ТА7 и ТА8 типа ТВТ-110 (на схеме показано по одному комплекту, в действительности — два или три комплекта трансформаторов тока) присоединяются к секциям шин через разъединители QS7 и QS10, выключатели Q2, Q5 со встроенными трансформаторами тока ТА1, ТА5 и шинные разъединители QS12, QS16. Обходной выключатель Q3 может быть подключен к любой секции шин разъединителями QS13 или QS14, а к обходной системе — разъединителем QS8. Он используется вместо выводимых в ремонт выключателей вводов и трансформаторов без вывода последних из работы. Например, для вывода в ремонт выключателя Q2 трансформатора Т1 включают разъединители QS13 и QS8, затем обходной выключатель Q3. С первой секции напряжение подается на обходную систему шин, чем проверяется ее изоляция. Вольтметр,

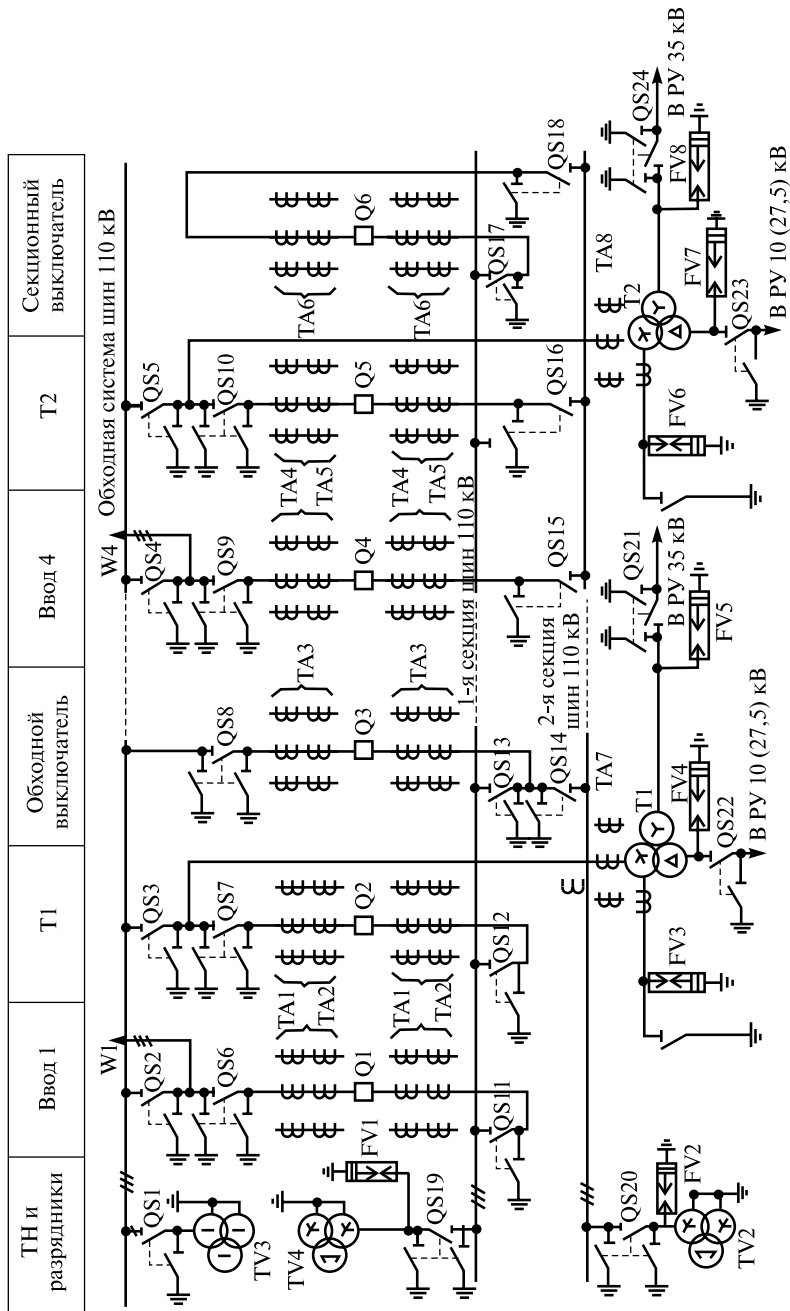


Рис. 8.26. Схема РУ 110 кВ опорной тяговой подстанции

подключенный к трансформатору напряжения TV3, информирует персонал о появлении напряжения на обходной системе шин. При отсутствии пробоя изоляции выключатель Q3 остается включенным. После этого можно включать обходной разъединитель QS3, трансформатор T1 будет получать питание по двум цепям — основной и обходной. Выключатель Q2 отключают, затем отключают разъединители QS7 и QS12, включают их заземляющие ножи в сторону выводимого в ремонт выключателя Q2. Питание трансформатора T1 осуществляется через выключатель Q3 и разъединители QS13, QS8, QS3. После ремонта выключатель Q2 вводят в работу в обратном порядке: отключают заземляющие ножи и включают разъединители QS12, QS7 и выключатель Q2, отключают выключатель Q3 и разъединители QS3, QS8, QS13.

К каждой секции сборных шин подключены трансформаторы напряжения TV1, TV2 и ограничители перенапряжений FV1 и FV2 через разъединитель QS19, QS20. Трансформаторы напряжения типа НКФ-110 служат для подключения измерительных приборов и релейных защит.

Ограничители перенапряжений типа ОПН-110 применяются для защиты изоляции РУ 110 кВ от коммутационных и атмосферных перенапряжений.

Трехобмоточные трансформаторы T1 и T2, подключенные соответственно к первой и второй секциям РУ 110 кВ понижают напряжение до 27,5 кВ для питания электротяги переменным током или до 10 кВ для питания преобразовательных агрегатов, которые питают тягу постоянным током. Третья обмотка трансформатора используется для питания районных потребителей напряжением 35 кВ на тяговых подстанциях постоянного и переменного тока или 10 кВ на тяговых подстанциях переменного тока. Нейтрали обмоток 110 кВ трансформаторов заземляются однополюсными разъединителями РНД-35 или двумя разрядниками, соединенными последовательно, типа РВС-35 и РВС-15, если возникает необходимость такого режима работы в питающей энергосистеме.

8.17. Защита фидеров контактной сети переменного тока

Для ЭПС как приемника электроэнергии, питающегося от тяговых подстанций по фидерам контактной сети, характерно перемещение вдоль питающей тяговой сети, изменение величины потреб-

ляемого тока при изменении профиля пути и режима работы ЭПС. Схема питания тяговой сети в процессе эксплуатации также может меняться: для ремонтных работ отключаются временно секции контактной сети и посты секционирования; по аварийным условиям двустороннее питание может быть заменено односторонним и т.д. Все это накладывает определенные сложности на настройку и работу релейной защиты. Необходимо обеспечить такие условия работы релейной защиты, чтобы не происходило ложных отключений тяговой сети по вине защиты, а все повреждения сети безусловно отключались, отсутствовали «мертвые зоны» защиты при всех изменениях схемы и при этом не требовалась перестройка защиты.

Для исключения пережогов контактного провода важно не только отключить к.з., но всемерно сократить время отключения $t_{\text{откл}}$, так как электрическая дуга с током, превышающим 2000 А, может пережечь контактный провод через 0,15–0,17 с. Величина тока при к.з. в любой точке контактной сети двухпутного участка, питающегося от двух подстанций, обычно не превышает 3000 А, а время пережога провода марки МФ-100 током 3000 А не превышает 0,15 с. Исходя из этого, на фидерах контактной сети должна устанавливаться быстродействующая защита, которая в совокупности с быстродействующими масляными или вакуумными выключателями обеспечивала бы отключение поврежденного участка за время не более 0,12–0,14 с.

Таким требованиям удовлетворяет двухступенчатая дистанционная защита, дополненная ускоренной токовой отсечкой и телеблокировкой, выпускаемой в виде *модернизированного устройства электронной защиты фидеров (УЭЗФМ)*. Устройство предназначено для защиты фидеров участков железных дорог, электрифицированных на переменном токе. Оно размещается на тяговых подстанциях и унифицировано для систем 25 кВ и 2×25 кВ. Структурная схема такого устройства приведена на рис. 8.27, а.

Первая ступень защиты — ненаправленная дистанционная защита без выдержки времени выполнена на измерительных органах полного сопротивления KZ1 и тока KA1; логическом И-НЕ-1. Вторая ступень — направленная дистанционная защита с выдержкой времени 0,5 с — выполнена на измерительных органах полного сопротивления KZ2 и фазового K_{ϕ} ; на логических органах И-НЕ-2 и времени КТ. Третья защита — токовая отсечка (резервная) выполнена на измерительном органе KA2 и логическом И-НЕ-3.

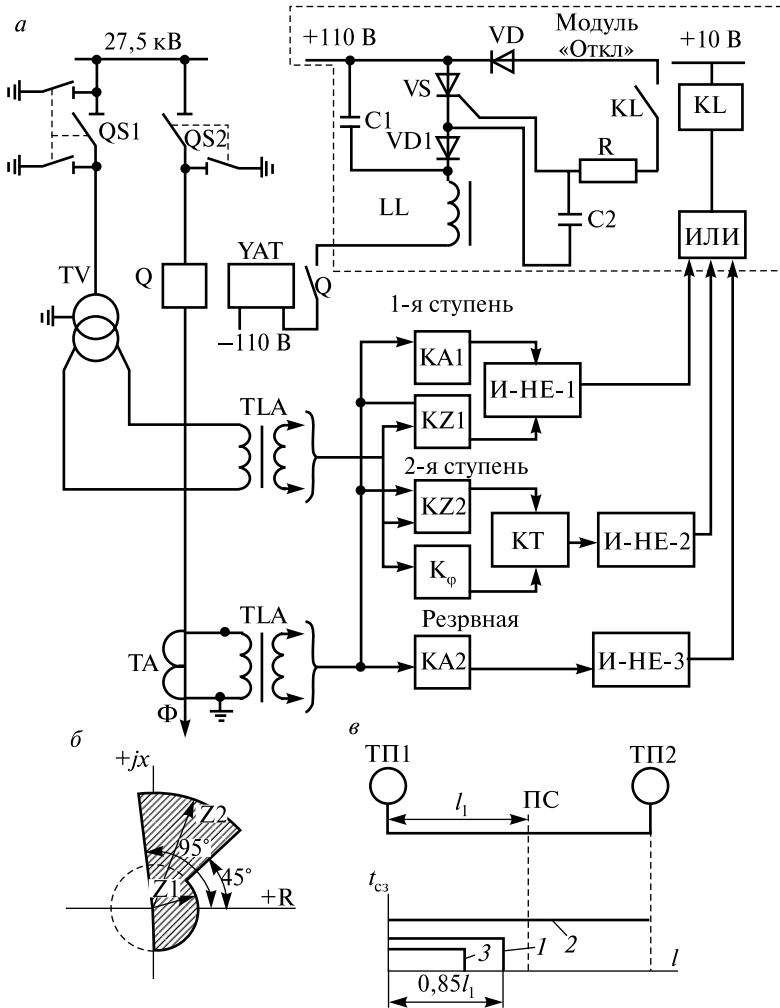


Рис. 8.27. Защита фидера контактной сети переменного тока:

a — структурная схема защиты; *б* — характеристика срабатывания двухступенчатой дистанционной защиты; *в* — график времени срабатывания ступеней защиты

Измерительные органы полного сопротивления $KZ1$ и $KZ2$ представляют собой схемы сравнения двух переменных величин: напряжения на шинах 27,5 кВ, преобразованного с помощью трансформатора напряжения TV и промежуточного трансформатора

тора TLV в напряжение, соизмеримое с параметрами электронных органов, и тока фидера контактной сети, преобразованного с помощью трансформатора тока ТА и промежуточного трансформатора ТЛА в напряжение, необходимое для подачи на электронные органы. Результатом сравнения является сопротивление до точки повреждения контактной сети и, если оно меньше уставки KZ1 (KZ2), последнее срабатывает.

Токовые реле КА1 и КА2 являются пороговыми органами, которые реагируют на величину тока фидера, преобразованного с помощью трансформатора тока ТА и промежуточного трансформатора ТЛА в напряжение, подводимое к реле. Реле КА1 блокирует KZ1 при к.з. за пределами защитной первой зоны (на других фидерах «за спиной»). Реле КА2 является измерительным органом резервной токовой отсечки, включающей в себя логический орган И-НЕ-3.

Измерительный фазовый орган K_{ϕ} осуществляет сравнение фаз напряжения и тока, осуществляет блокировку реле KZ2 при нормальном режиме работы и разрешает работу второй ступени при к.з., когда фазовый угол между током и напряжением составляет от 45° до 95° . При этом запускается реле времени, создающее выдержку времени защиты 0,5 с.

При срабатывании любой ступени дистанционной защиты или резервной токовой отсечки на выходе схемы И-НЕ-1, И-НЕ-2 или И-НЕ-3 появляется отрицательный потенциал, поступающий в отключающий модуль защиты «Откл». При этом срабатывает промежуточное реле KL, замыкающее своим контактом цепь управляющего электрода тиристора VS. От +110 В через стабилитрон VD резисторы R1 и R2, диод VD1, дроссель LL, блок-контакт Q, катушку отключения YAT до -110 В протекает управляющий ток тиристора VS, последний отпирается и через него собирается цепь на катушку отключения YAT. Выключатель Q фидера контактной сети отключается.

Характеристика двухступенчатой дистанционной защиты является комбинированной (рис. 8.27, б). Характеристика первой ступени представляет собой окружность Z1 с центром в начале координат комплексной плоскости. Блокирующее реле КА1 разрешает работу первой ступени защиты только при к.з. на защищаемой линии, т.е. при угле между током и напряжением в пределах от -90° до $+90^{\circ}$. Характеристика второй ступени представляет собой сектор

окружности радиусом $Z2$ с центром в начале координат. Фазовый орган второй ступени защиты имеет «мертвую зону» по напряжению вблизи подстанции, однако для защиты фидеров это значения не имеет, так как вторая ступень имеет выдержку времени, а близкие к.з. обычно отключает первая ступень защиты без выдержки.

Как видно на рис. 8.27, б, реле KZ1 имеет характеристику полуокружности радиусом Z в пределах от -90° до $+90^\circ$, а реле KZ2 имеет характеристику в виде сектора радиусом $Z2$ в пределах от $+45^\circ$ до $+95^\circ$.

Взаимодействие защит удобно анализировать с помощью графика $t_{с.з} = f(l)$, представляющего собой зависимость времени срабатывания $t_{с.з}$ от расстояния до точки к.з. (рис. 8.27, в). Для однопутного участка на графике показаны характеристики первой (1), второй (2) ступеней дистанционной защит и резервной (3) токовой отсечки.

Уставки защит определяются по выражениям:

– для первой ступени

$$Z1 = (0,8-0,85)l_1 Z_0, \quad (8.20)$$

где l_1 – расстояние от тяговой подстанции ТП1 до поста секционирования ПС, км;
 Z_0 – сопротивление одного километра петли «контактная подвеска–рельс», Ом/км;

– для второй ступени

$$Z2 = K_{\text{ч}} Z_{\text{к.макс}}, \quad (8.21)$$

где $K_{\text{ч}}$ – коэффициент чувствительности защиты, равный 1,5;

$Z_{\text{к.макс}}$ – максимальное сопротивление при к.з. на шинах подстанции ТП2.

8.18. Конструктивное выполнение тяговых подстанций переменного тока

На тяговых подстанциях переменного тока оборудование распределительных устройств размещают на открытой части подстанции; закрытыми выполняют только РУ собственных нужд. Наибольшее распространение при сооружении подстанций получили комплектные РУ наружной установки (КРУН), блоки РУ 35 и 27,5 кВ, строительные конструкции из сборного железобетона и т.п. РУ, смонтированные из таких укрупненных узлов заводского

изготовления, имеют существенные преимущества: уменьшается площадь подстанции, упрощается строительная часть, сокращаются сроки и стоимость монтажных работ.

На рис. 8.28 приведен план транзитной тяговой подстанции, состоящей из трех РУ: ОРУ 110 кВ; ОРУ 27,5 кВ, КРУН 10 кВ. Общий

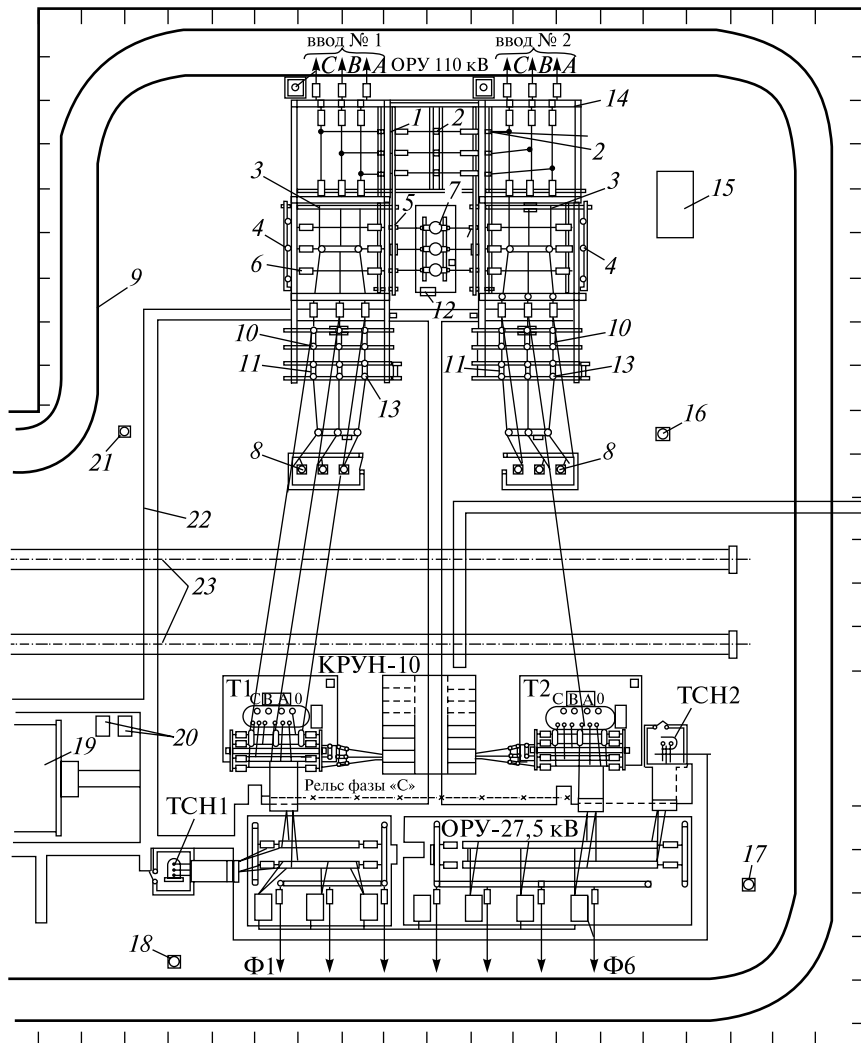


Рис. 8.28. План транзитной тяговой подстанции переменного тока

вид ОРУ 110 кВ приведен также на рис. 8.20 тяговой подстанции постоянного тока, где дано описание его конструктивного выполнения. ОРУ 110 кВ выполняют рамного типа, что позволяет применять промышленные методы сооружения тяговых подстанций. На ремонтной перемычке, соединяющей вводы № 1 и № 2, выполнены разъединители 1 и трансформаторы тока 2. Выключатель 7 рабочей перемычки с двух сторон имеет разъединители 5, обеспечивающие его безопасный ремонт. Разъединители 5 рабочей перемычки и 3 вводов устанавливаются на металлической раме на высоте, не требующей ограждения. Аналогично устанавливаются трансформаторы напряжения 4, разъединители 10 первичной стороны, трансформаторы Т1 и Т2, отделители 11, короткозамкатель 13. На опоре рамной конструкции устанавливается молниеотвод 14. Отдельно стоящие молниеотводы 16, 17, 18 и 21 выполняются на индивидуальных опорах. Разрядники 8 устанавливаются на низких опорных конструкциях и поэтому ограждаются. Провода ОРУ 110 кВ крепятся к металлическим и железобетонным ригелям, закрепленным на опорах с помощью гирлянд изоляторов 6. От трансформаторов собственных нужд ТСН1 и ТСН2 электроэнергия подается в здание 19 подстанции и к шкафам собственных нужд 20 переменного тока по кабельным каналам 22. По этим же каналам осуществляется связь щита управления подстанции и зажимных шкафов 12 отдельных присоединений. По периметру подстанции вдоль забора выполнен проезд 9 для автотранспорта и пожарных машин. Подъездные железнодорожные пути 23 используются для транспортировки трансформаторов Т1 и Т2 и другого тяжелого оборудования, а также для установки железнодорожных кранов, необходимых для монтажа и демонтажа трансформаторов Т1 и Т2. Подземный резервуар 15 используется для аварийного слива масла.

План ОРУ 27,5 кВ более подробно показан на рис. 8.29. Трехобмоточные трансформаторы Т1, Т2 понижают получаемое от ОРУ 110 кВ напряжение до 35 и 27,5 кВ. ОРУ 35 кВ также приведено на рис. 8.20. В РУ 27,5 кВ питание подается через блок ввода 3 (см. рис. 8.29) от трансформаторов Т1, Т2 на шины А и В, которые крепятся к опорным порталным конструкциям 9, закрепленные на железобетонных опорах 8. Блоки ДПР 4 и ТСН 1 конструктивно имеют много общего с блоками вводов. Более подробно трансформатор собственных нужд ТСН 2 вместе с блоком показан ниже на

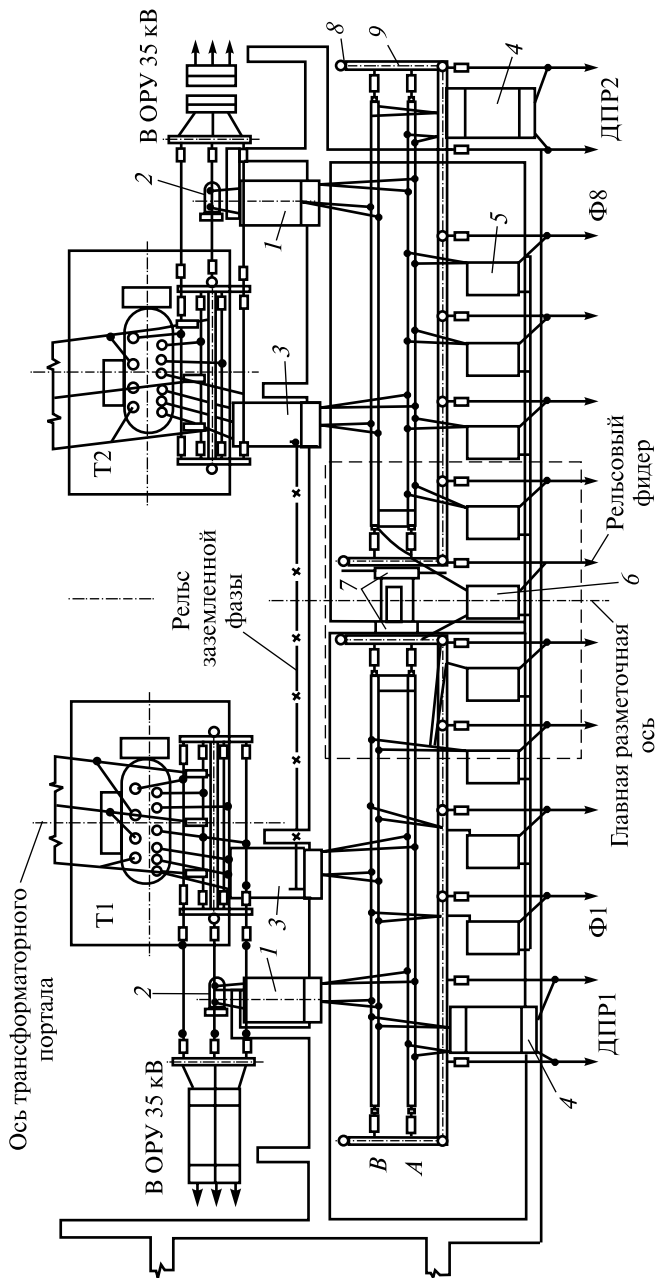


Рис. 8.29. План ОРУ 27,5 кВ

рис. 8.31. Блоки фидеров контактной сети 5 (см. рис. 8.29) отличаются от блоков вводов, ТСН и ДПР тем, что они выполнены на одну фазу (конструкция блока показана на рис. 8.30), поэтому в плане они имеют меньшие габариты. Аналогичную фидерным конструкции имеет блок б запасного выключателя, в котором также располагается разъединитель, связывающий рельсовый фидер с запасной шиной при плавке гололеда на контактной сети. Блоки 7 трансформаторов напряжения и разрядников располагаются под порталами, к которым крепятся сборные шины, выполненные из двойных гибких сталеалюминиевых проводов. В этих же блоках располагаются сек-

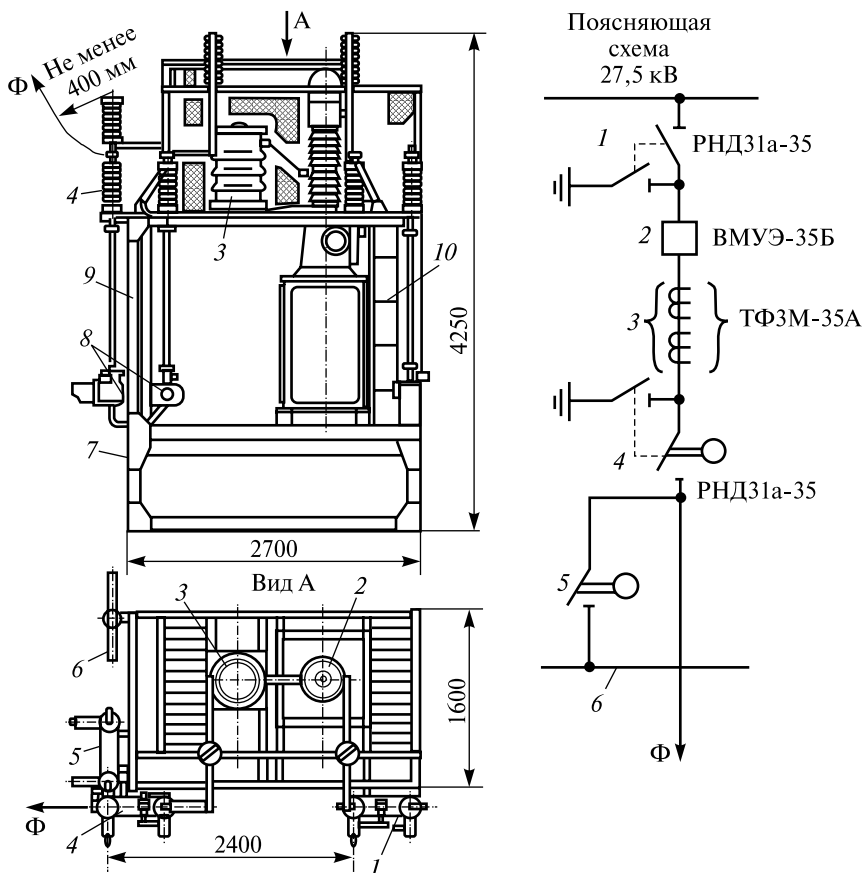


Рис. 8.30. Конструкция блока фидера контактной сети

ционные разъединители. Вдоль всего ОРУ 27,5 кВ смонтированы на опорах металлические ригели, к которым через гирлянды изоляторов крепятся провода линий ДПР, контактной сети и рельсового фидера.

Блок фидера контактной сети (см. рис. 8.30) крепится на сварную раму 9, опирающуюся на металлическую подставку 7. Разъединители шинный 1 с ручным приводом, линейный 4 и обходной 5 с дистанционными приводами 8 установлены на раме, для подъема на которую предназначена лестница 10. Масляный выключатель 2 и трансформатор тока 3 монтируются внутри блока за сетчатым ограждением. Запасная шина 6 крепится на стержневом изоляторе, установленном на раме блока.

Трансформатор собственных нужд ТСН 4 (см. рис. 8.31), установленный на низком фундаменте, имеет ограждение 5. Блок ТСН пред-

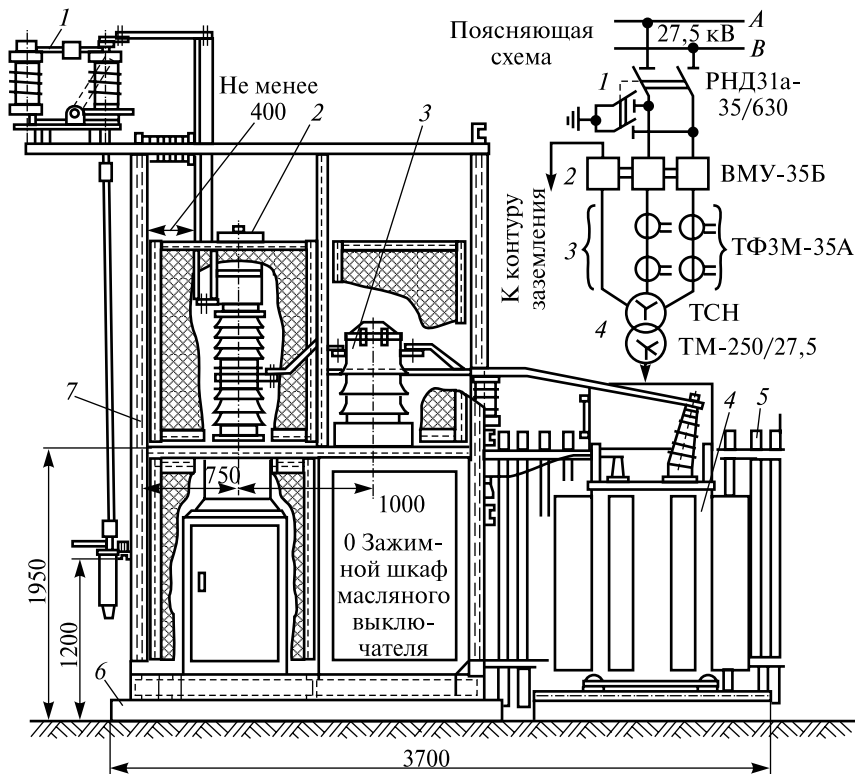


Рис. 8.31. Конструкция блока ТСН

ставляет собой сварную раму 7 из профильной стали, устанавливаемую на фундамент или железобетонные лежни 6. Масляный выключатель 2 и трансформатор тока 3 закреплены на основаниях из швеллеров и ограждены сетками, так как токоведущие части, подключаемые к ним, располагаются на высоте, требующей ограждения. Шинный разьединитель 1 располагается на высоте, не требующей его ограждения.

На рис. 8.28 между трансформаторами Т1 и Т2 расположен КРУН-10, состоящий из шкафов, конструкция одного из них (шкафа фидера воздушной линии) показана на рис. 8.32. Рама 3 выключателя 1 (пунктиром показан выключатель, выведенный из шкафа для ремонта) закреплена на выкатной тележке 2. На раме находится привод 2 выключателя. В отсеке 4 размещены блоки релейной защиты, измерительной аппаратуры, в отсеке 5 — сборные шины. На крыше шкафа закреплены проходные изоляторы 6. В отсеке 7 рас-

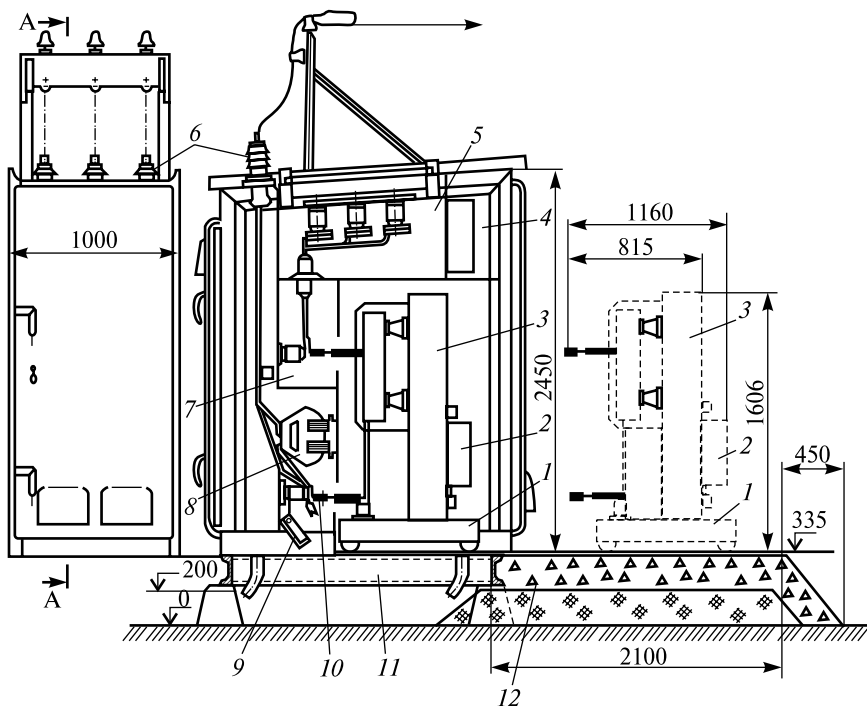


Рис. 8.32. Конструкция шкафа КРУН-10 фидера воздушной линии

положен высоковольтный разъем. Линейный разъем 10, трансформатор тока 8, заземляющие ножи 9 размещены в отдельной отсеке. Шкаф установлен на металлической раме из швеллеров 11, перед ним для ремонтных работ устроена бетонированная площадка 12.

8.19. Расчет мощности тяговой подстанции и выбор оборудования

Мощность на шинах РУ 27,5 кВ определяется по выражению

$$S_{27,5} = S_{\text{тяги}} + S_{\text{ТСН}} + S_{\text{ДПР}}, \quad (8.22)$$

где $S_{\text{тяги}}$ — мощность на тягу поездов, кВ·А;

$S_{\text{ТСН}}$ — мощность одного ТСН, присоединенного к шинам 27,5 кВ, кВ·А;

$S_{\text{ДПР}}$ — мощность нетяговых потребителей, питающихся от шин 27,5 кВ по фидерам ДПР, определяемая по формуле (6.14).

Мощность на тягу поездов определяется по выражению

$$S_{\text{тяги}} = U_{\text{ш}} (2I'_{\text{д}} + 0,65I''_{\text{д}}) K_{\text{нр}} K_{\text{ку}} K_{\text{м}}, \quad (8.23)$$

где $U_{\text{ш}}$ — напряжение на шинах РУ 27,5 кВ, кВ;

$I'_{\text{д}}$ — действующее значение тока наиболее загруженного плеча (фазы) питания тяги, А;

$I''_{\text{д}}$ — действующее значение тока наименее загруженного плеча (фазы) питания тяги, А;

$K_{\text{нр}}$ — коэффициент неравномерности нагрузки фаз трансформатора, принимаемый 0,9;

$K_{\text{ку}}$ — коэффициент компенсирующего устройства, учитывающий снижение требуемой на тягу мощности при работе компенсирующего устройства, принимаемый 0,93;

$K_{\text{м}}$ — коэффициент влияния на износ изоляции обмоток трансформатора неравномерности движения поездов в течение суток, принимаемый равным 1,45 — для двухпутных участков, 1,25 — для однопутных.

Мощность однофазного трансформатора для питания тяги при системе электрификации 2×25 кВ определяется по выражению

$$S_{\text{тяги}} = U_{\text{ш}} I_{\text{пл}} K_{\text{но}}, \quad (8.24)$$

где $U_{\text{ш}}$ — напряжение на шинах подстанции, равное 27,5 кВ;

$I_{\text{пл}}$ — ток плеча питания, складывающийся из токов контактной сети и питающего провода, А;

$K_{\text{но}}$ — коэффициент, учитывающий неравномерность загрузки секций расщепленной обмотки 55 кВ однофазного трансформатора, принимаемый 1,1.

Мощность преобразовательного агрегата тяговой подстанции постоянного тока определяется в следующем порядке:

$$S_{\text{ТЯГ}} = 1,05 U_{d \text{НОМ}} I_{d \text{.ТП}}, \quad (8.25)$$

где $S_{\text{ТЯГ}}$ — мощность на тягу поездов, кВ·А;
 $U_{d \text{НОМ}}$ — напряжение на шинах, равное 3,3 кВ;
 $I_{d \text{.ТП}}$ — действующее значение выпрямленного тока, А.

Расчетное количество преобразовательных агрегатов

$$N_{\text{расч}} = I_{d \text{.ТП}} / I_{d \text{НОМ}}, \quad (8.26)$$

где $I_{d \text{НОМ}}$ — номинальный ток выпрямителя, А.

Полученное значение $N_{\text{расч}}$ может быть дробным числом, которое округляют до целого значения N в большую сторону, если дробная часть составляет 10 % и более от целого числа $N_{\text{расч}}$, и в меньшую сторону, когда дробная часть меньше 10 %.

Необходимая мощность преобразовательного трансформатора определяется по условию

$$S_{\text{НОМ.Т}} \geq S_{\text{ТЯГ}} / N. \quad (8.27)$$

Тип трансформатора выбирается по каталогу с учетом принятой схемы выпрямления.

Мощность на шинах РУ 10 кВ тяговой подстанции постоянного тока

$$S_{\text{Ш10}} = (NS_{\text{НОМ.Т}} + S_{\text{макс. р.н}} + S_{\text{ТСН}})K_{\text{р}}, \quad (8.28)$$

где $S_{\text{НОМ.Т}}$ — номинальная мощность преобразовательного трансформатора, кВ·А;

N — количество преобразовательных трансформаторов;

$S_{\text{макс. р.н}}$ — максимальная мощность районной нагрузки (всех нетяговых потребителей, питающихся от 10 кВ) с учетом потерь в сетях и трансформаторах, кВ·А;

$S_{\text{ТСН}}$ — номинальная мощность одного ТСН, кВ·А;

$K_{\text{р}}$ — коэффициент одновременности тяговой и нетяговой нагрузок РУ 10 кВ, равный 0,95—0,98 (если нетяговая нагрузка составляет менее 3 % тяговой, то $K_{\text{р}} = 1$).

Мощность на шинах РУ 35 кВ тяговых подстанций с первичным напряжением 110 (220) кВ определяется по формуле (6.14). По этой же формуле определяется максимальная мощность районной нагрузки $S_{\text{макс. р.н}}$, подключенной к шинам 10 кВ тяговой подстанции постоянного тока, и мощность на шинах РУ 10 кВ тяговой подстанции переменного тока.

Выбор понижающих трансформаторов производят исходя из требований по резервированию, согласно которым на тяговых подстанциях предусматривается установка двух понижающих

трансформаторов, работающих одновременно: один — на тяговую нагрузку, другой — на районную. При отключении одного трансформатора оставшийся в работе должен с учетом допустимой перегрузки обеспечить питание тяги и нетяговых потребителей.

Расчетная мощность первичной обмотки трансформатора 110 (220) кВ определяется по выражению

$$S_{\text{расч110}} = [S_{\text{ш10}(2,75)} + S_{\text{ш35}(10)}]K_p, \quad (8.29)$$

где $S_{\text{ш10}(2,75)}$ — мощность на шинах РУ 10(27,5) кВ, от которого получают питание тяговые преобразовательные агрегаты или непосредственно тяга, кВ·А;

K_p — коэффициент разновременности максимумов нагрузок вторичных обмоток трехобмоточного трансформатора, принимаемый 0,95—0,98.

При установке на подстанции двух понижающих трансформаторов их номинальная мощность определяется по выражению

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{S_{\text{расч110}}}{1,4}, \quad (8.30)$$

где 1,4 — коэффициент допустимой перегрузки масляных трансформаторов общей продолжительностью не более 6 ч в сутки в течение 5 суток подряд.

Мощность тяговой подстанции определяется мощностью и количеством понижающих трансформаторов, типом подстанции и схемой электроснабжения.

Мощности тупиковой и отпаечной подстанций определяется выражением

$$S_{\text{тп}} = n_{\text{т}}S_{\text{ном.т}}, \quad (8.31)$$

где $n_{\text{т}}$ — количество понижающих трансформаторов подстанции (обычно 2).

Мощности опорных и транзитных подстанций определяются с учетом транзита электроэнергии через РУ 110(220) кВ по выражению

$$S_{\text{тп}} = (n_{\text{т}}S_{\text{ном.т}} + \sum S_{\text{транз}})K'_p, \quad (8.32)$$

где $\sum S_{\text{транз}}$ — сумма мощностей подстанций, питающихся транзитом через РУ 110(220) кВ проектируемой подстанции;

K'_p — коэффициент разновременности максимальных нагрузок проектируемой и питающихся от нее соседних подстанций, принимаемый 0,6—0,8.

Мощность на шинах РУ 35 кВ тяговой подстанции постоянного тока напряжением 35 кВ определяется типом подстанции (тупиковая, транзитная или опорная), наличием потребителей 10 кВ.

Мощность тупиковой подстанции рассчитывается по выражению

$$S_{\text{ТП}} = (NS_{\text{НОМ.Т}} + n_{\text{Т}}S_{\text{НОМ.Т.Р.Н}} + S_{\text{ТСН}})K_{\text{Р}}, \quad (8.33)$$

где $S_{\text{НОМ.Т.Р.Н}}$ — номинальная мощность трансформатора районной нагрузки 10 кВ, определяемая по формуле (6.13), кВ·А;

$n_{\text{Т}}$ — количество трансформаторов районной нагрузки;

$S_{\text{НОМ.Т}}$, N , $S_{\text{ТСН}}$, $K_{\text{Р}}$ — то же, что и в формуле (8.28).

Мощность на шинах опорной или транзитной подстанции напряжением 35 кВ рассчитывается по формуле

$$S_{\text{ТП}} = [(NS_{\text{НОМ.Т}} + n_{\text{Т}}S_{\text{НОМ.Т.Р.Н}} + S_{\text{ТСН}}) K_{\text{Р}} + \sum S_{\text{Транз}}] K'_{\text{Р}}, \quad (8.34)$$

где все обозначение те же, что и формулах (8.32) и (8.33).

Выбор оборудования РУ 110(220), 35, 10 кВ и его проверка производится в соответствии с методикой, изложенной в параграфах 3.2, 3.3, 4.1, 4.2, 4.3, 5.20.

Проверку оборудования РУ 27,5 кВ выполняют по токам и мощностям двухфазного к.з. на шинах 27,5 кВ, используя сначала формулы для расчета трехфазного к.з., а затем переходя к относительным сопротивлениям двухфазного к.з., по которым рассчитывают токи и мощность двухфазного к.з. Полученные при расчете значения токов и мощности к.з. используют для проверки оборудования РУ 27,5 кВ.

Выбор оборудования РУ 3,3 кВ производится по тем же условиям, что и для переменного тока. Проверку шин, изоляторов, разъединителей по току к.з. не производят, учитывая быстрдействие защиты от токов к.з. и отсутствие динамического взаимодействия между токоведущими частями из-за большого расстояния.

Быстродействующие выключатели выбирают по назначению (катодные или фидерные), по номинальному напряжению и току по условиям

$$\begin{aligned} U_{\text{НОМ}} &\geq U_{\text{раб}}, \\ I_{\text{НОМ}} &\geq I_{\text{раб.макс}} \end{aligned} \quad (8.35)$$

Выбранные выключатели проверяют по отключающей способности по условию

$$I_{\text{НОМ.откл}} \geq K_{\text{ТО}} I_{\text{К.макс}}, \quad (8.36)$$

где $I_{\text{НОМ.откл}}$ — номинальный ток отключения выключателя, А;

$I_{\text{К.макс}}$ — максимальный ток к.з. на шинах 3,3 кВ·А;

$K_{\text{ТО}}$ — коэффициент токоограничения, учитывающий, что выключатель отключается раньше, чем ток к.з. достигает установившегося значения, принимается 0,6—0,7.

Максимальный ток к.з. на шинах 3,3 кВ определяется по выражению

$$I_{\text{к.макс}} = \frac{1,1I_{d\text{ном}}N}{\frac{NS_{\text{ном.т}}}{S_{\text{к}}} + \frac{U_{\text{к}}}{100}}, \quad (8.37)$$

где $I_{d\text{ном}}$ — номинальный ток выпрямителя, А;
 N — количество преобразователей на подстанции;
 $S_{\text{ном.т}}$ — номинальная мощность преобразовательного трансформатора, кВ·А;
 $S_{\text{к}}$ — мощность к.з. на шинах, от которых получают питание преобразовательные агрегаты (10 или 35 кВ), кВ·А;
 $U_{\text{к}}$ — напряжение к.з. преобразовательного трансформатора, %.

Если условие (8.36) не выполняется, т.е. отключающей способности одного выключателя выбранного типа недостаточно, то в одной цепи последовательно включают два выключателя.

8.20. Передвижные тяговые подстанции

Передвижные тяговые подстанции предназначены для обеспечения питания тяговой сети электрифицированных железных дорог при выходе из строя стационарных тяговых подстанций, а также могут быть использованы для временной замены при выводе в ремонт или аварийных отключениях преобразовательных агрегатов или трансформаторов подстанций. На ряде электрифицированных участков передвижные подстанции работают постоянно в качестве источников дополнительной мощности при росте тяговых нагрузок или для улучшения режима напряжения в тяговой сети. Таких подстанций эксплуатируется на сети дорог более тридцати. При необходимости они могут устанавливаться на перегоне между двумя стационарными подстанциями. Для этого они укомплектованы всем необходимым силовым оборудованием; кроме того, на них созданы нормальные условия для дежурного персонала, который может обслуживать подстанции вахтовым методом. Это удорожает подстанции, но повышает их маневренность, быстроту ввода в работу на месте установки, возможность установки в местах отсутствия стационарных подстанций.

На рис. 8.33 показаны варианты *выполнения тяговых подстанций постоянного тока на подвижном составе*. Размещение обо-

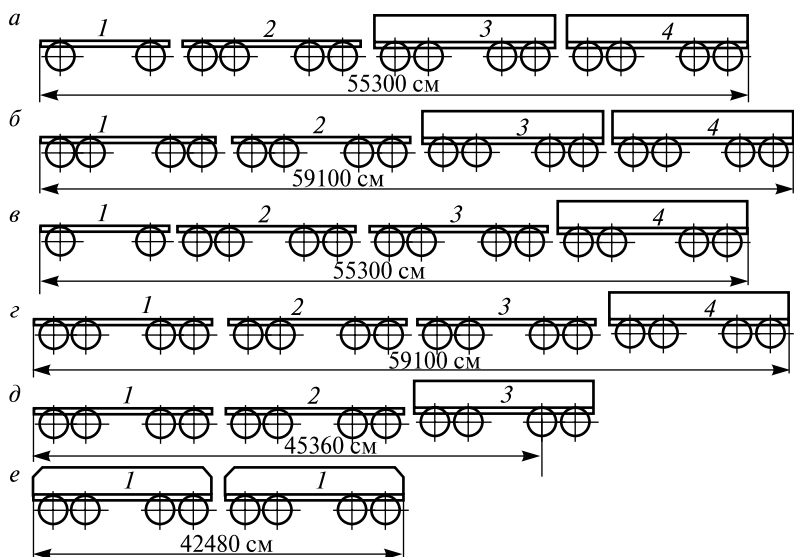


Рис. 8.33. Варианты размещения оборудования передвижных тяговых подстанций постоянного тока на подвижном составе

дования на платформах должно производиться так, чтобы оно вписывалось в габарит подвижного состава и находилось в постоянной готовности к работе.

На рис. 8.33, *а* показан вариант выполнения одной из первых передвижных тяговых подстанций. На двухосной платформе *1* размещается РУ 10(6) кВ и сглаживающий реактор РУ 3,3 кВ. На четырехосной платформе *2* устанавливаются преобразовательные (тяговые) трансформаторы. В вагоне *3* размещается полупроводниковый выпрямитель, а в вагоне *4* — оборудование двух фидеров контактной сети, фильтрующее устройство, стойки управления релейной защиты и автоматики, салон дежурного персонала.

Вариант компоновки передвижной тяговой подстанции с первичным напряжением 35 кВ приведен на рис. 8.33, *б*. Оборудование РУ 35 кВ монтируется на четырехосной платформе *1*. На платформе *2* и в вагонах *3* и *4* размещается оборудование, аналогичное рис. 8.33, *а*.

На рис. 8.33, *в* показан вариант размещения подстанции такой же, как на рис. 8.33, *а*. Отличие заключается в применении полу-

проводникового выпрямителя наружной установки с естественным охлаждением, который устанавливается на платформе 3.

На рис. 8.33, *г* приведен вариант подстанции, аналогичной показанной на рис. 8.33, *б*, но с использованием выпрямителя с естественным охлаждением, устанавливаемого на платформе 3.

На рис. 8.33, *д* представлен вариант выполнения тяговой подстанции на трех единицах подвижного состава: платформа 1 с трансформатором и РУ 10 кВ; платформа 2 с выпрямителем наружной установки; вагон 3 с оборудованием РУ 3,3 кВ, стойками релейной защиты и автоматики и салоном для дежурного персонала.

На рис. 8.33, *е* в двух вагонах размещено оборудование постоянного тока: выпрямитель в вагоне 1 и оборудование РУ 3,3 кВ в вагоне 2. Такая передвижная установка используется при необходимости выполнения капитального ремонта или замены выпрямителя подстанции. Подключается она к стационарному преобразовательному трансформатору.

Передвижные тяговые подстанции переменного тока выполняются на нескольких платформах, а также имеют один вагон-щитовую. В вагоне размещаются стойки управления, защиты и автоматики, общеподстанционной сигнализации и собственных нужд. Кроме того, в вагоне также имеется салон для дежурного персонала.

На рис. 8.34 показаны варианты выполнения передвижных тяговых подстанций переменного тока

На рис. 8.34, *а* приведена компоновка одной из первых таких подстанций: на двухосной платформе 1 расположено РУ 110 кВ; на

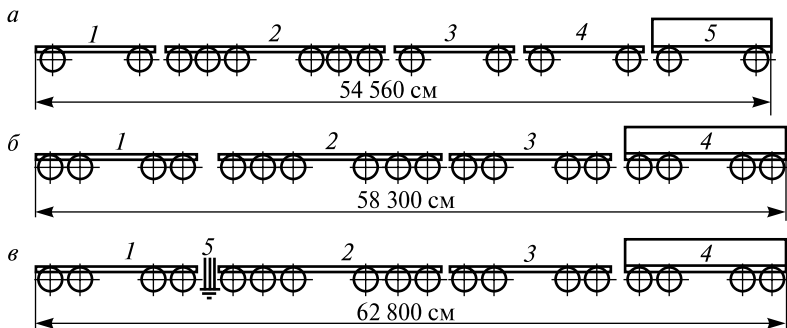


Рис. 8.34. Варианты размещения оборудования передвижных тяговых подстанций переменного тока на подвижном составе

шестиосной платформе-лафете 2 смонтирован специальный трехмоточный трансформатор 110 кВ; на платформе 3 размещено оборудование собственных нужд и СЦБ, а на платформе 4 — оборудование РУ 27,5 кВ. Вагон 5 предназначен для щитовой.

На рис. 8.34, б представлен вариант выполнения подстанции, аналогичной той, что на рис. 8.34, а, но по обновленному проекту. Оборудование РУ 110 кВ располагается на четырехосной платформе 1, трансформатор — на шестиосной платформе 2, оборудование РУ 27,5 кВ — на платформе 3. Вагон 4 в этом проекте предусмотрен четырехосный, более объемный и комфортабельный.

На рис. 8.34, в проказан вариант выполнения передвижной подстанции со специальным трансформатором 220 кВ, располагающимся на платформе-лафете 2. Оборудование РУ-220 кВ монтируется на платформе 1, а РУ 27,5 — на платформе 3. Разрядники 220 кВ 5 устанавливаются вне платформы. Вагон 4 предназначен для размещения щитовой и обслуживающего персонала.

Питающие линии от передвижных подстанций постоянного и переменного тока к контактной сети выполняют, как правило, воздушными; их подвешивают на постоянных или временных опорах, а рельсовые фидеры — либо воздушными, либо кабельными. Питающие линии от передвижного трансформатора к нетяговым потребителям выполняются воздушными. Все оборудование передвижных подстанций заземляется на металлические рамы подвижного состава.

На рис. 8.35 показан общий вид, габаритные и установочные размеры передвижного трансформатора типа ТДЦП-32000/110-У1. Конструктивно он существенно отличается от стационарных трансформаторов тем, что должен размещаться в габаритах подвижного состава. С этой целью масло в процессе работы трансформатора охлаждается в специальной установке, через которую прокачивается насосом (циркуляция масла). Тепло нагретого масла отбирается вентиляторами (дутьем). Такая конструкция усложняет трансформатор, но позволяет быстро включить его в работу. Вводы обмотки высшего напряжения 3 располагаются вдоль платформы, выше их расположен ввод нейтрали 4. Вводы обмотки низшего напряжения 5 крепятся к баку 2 трансформатора с боковой стороны перпендикулярно оси платформы. Управление работой системы охлаждения осуществляется аппаратурой, расположенной в шкафу автоматического управления 1.

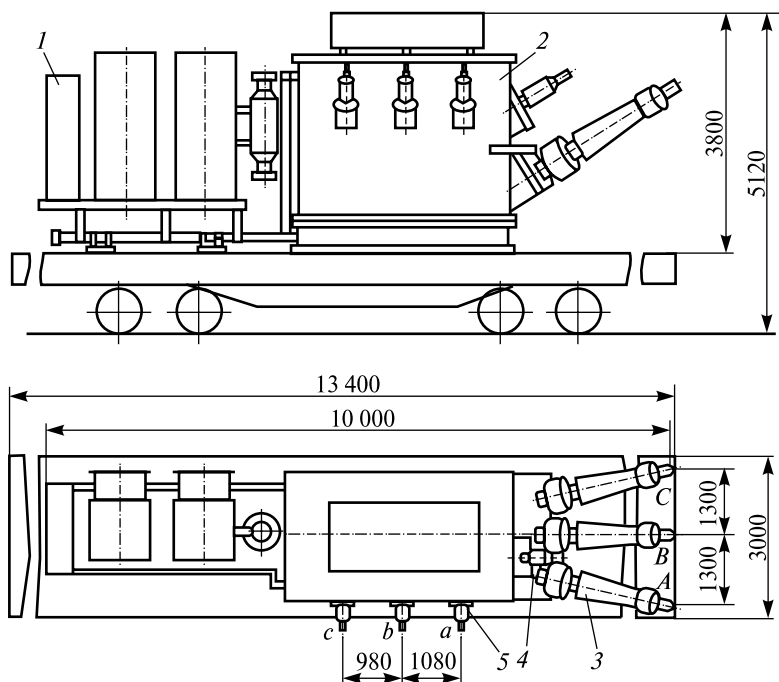


Рис. 8.35. Передвижной тяговый трансформатор типа ТДЦП-32000/110-У1

Передвижные тяговые подстанции, о которых шла речь выше, во многом устарели морально и физически. В конце прошлого века было принято решение о разработке новых передвижных тяговых подстанциях.

В соответствии с новыми техническими требованиями передвижная тяговая подстанция должна обеспечивать: возможность эксплуатации без постоянного дежурного оперативного персонала; высокую надежность и долговечность; мобильность и быстроту ввода в работу; безопасность обслуживания; удобство эксплуатации и ремонта; повышенный уровень антивандальной устойчивости.

Современная передвижная тяговая подстанция модульной конструкции состоит из отдельных модулей (рис. 8.36):

- модуль собственных нужд с отдельным помещением для хранения монтажного комплекта;
- модуль распределительного устройства напряжением 10 кВ;

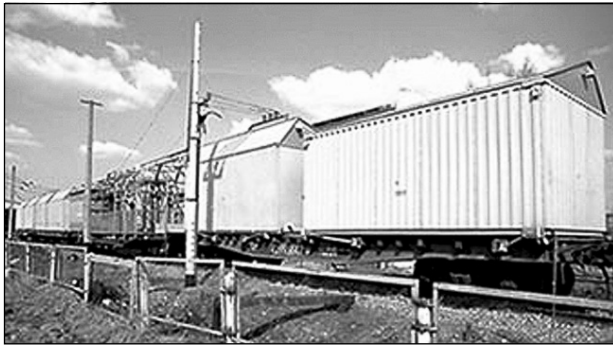


Рис. 8.36. Модульная передвижная тяговая подстанция

- платформа тягового блока в составе тягового трансформатора, выпрямителя и камеры реактора в цепи отсоса;
- модуль фильтр-устройства;
- два модуля РУ 3,3 кВ постоянного тока;
- модуль общеподстанционного управления с бытовым помещением.

Модуль собственных нужд предназначен для питания оперативных и вторичных цепей. Для питания самого модуля предусмотрены два ввода: основной — от трансформатора собственных нужд типа ТС-63/10-УХЛ4 и резервный — от трансформатора КТПОС-63/10/0,23-99-У1, устанавливаемого вне подстанции.

Включение основного и резервного вводов в модуле СН осуществляется реверсивным вакуумным контактором с электрической и механической блокировками, схемой аварийного включения резерва (АВР) и автоматическим возвратом к питанию от основного ввода, когда на нем вновь появится напряжение. Использование реверсивного вакуумного контактора позволяет увеличить ресурс и надежность работы, повысить безопасность обслуживания, уменьшить габариты шкафа, исключить искрообразование при коммутациях.

В модуле собственных нужд размещаются аккумуляторная батарея и зарядно-выпрямительное устройство. Батарея состоит из необслуживаемых герметичных кислотных аккумуляторов.

Такая аккумуляторная батарея обладает следующими преимуществами:

- имеет продолжительный срок службы (более 10 лет);

- не требует обслуживания в течение всего срока службы;
- взрыво- и пожаробезопасна за счет внутренней рекомбинации газа;
- допускает установку в модуле собственных нужд, где возможна лишь естественная вентиляция;
- имеет корпус, выполненный из механически прочного негорючего материала;
- не требует подзаряда перед вводом в эксплуатацию даже после 6 месяцев хранения благодаря чрезвычайно малому саморазряду.

Компоновка распределительного устройства собственных нужд вместе с аккумуляторной батареей оказалась настолько компактной, что в этом же модуле удалось разместить кладовую, необходимую для хранения комплектов монтажного и вспомогательного оборудования передвижной подстанции.

Модуль РУ 10 кВ включает одну секцию шкафов комплектного распределительного устройства (КРУ-10), которое обеспечивает: прием напряжения 10 кВ; питание и защиту выпрямительного агрегата, который состоит из тягового трансформатора и выпрямителя, установленных на платформе тягового блока; питание и защиту трансформатора собственных нужд; учет электропотребления передвижной тяговой подстанции; релейную защиту цепей 10 кВ.

Секция состоит из четырех шкафов прислонной установки:

Шкаф 1 предназначен для установки трансформатора собственных нужд с сухой изоляцией, получающего напряжение 10 кВ от сборных шин секции КРУ через высоковольтный предохранитель-разъединитель;

Шкаф 2 укомплектован вакуумным выключателем на выкатной тележке типа ВБЭС27-10-20/1600-УХЛ. Ввод напряжения 1 кВ в шкаф выполнен шинами от проходных изоляторов, расположенных на крыше модуля;

Шкаф 3 включает в себя трансформатор напряжения НАМИ-10 на выкатной тележке и заземляющий разъединитель сборных шин секции, снабженный необходимыми блокировками;

Шкаф 4 укомплектован вакуумным выключателем на выкатной тележке для подключения к секции тягового трансформатора и шинным разъединителем.

На крыше модуля установлен кронштейн анкерного устройства, предназначенного для крепления проводов питающей сети.

Платформа тягового блока предназначена для установки на ней тягового трансформатора, выпрямителя, камеры реактора отсоса и вспомогательного силового оборудования. Все оборудование крепится к металлическому настилу платформы сварными соединениями и растяжками.

Передвижной тяговый трансформатор типа ТРМП-6300/10ПЖ-У1 разработан и изготовлен специально для передвижной подстанции постоянного тока. Трансформатор, установленный на платформе, вписывается в габарит 1Т без демонтажа расширительного бака и радиаторов охладителя.

На первичную обмотку трансформатора подается трехфазное напряжение 10 кВ. С двух трехфазных вторичных обмоток напряжение 1300 В подается на вентили выпрямителя типа ТПЕД-2,0к-3,3к-1-У1. Этот выпрямитель имеет естественное воздушное охлаждение и характеризуется высокой надежностью и простотой эксплуатации.

Модуль фильтр-устройства предназначен для размещения в нем цепей фильтрации пульсирующей составляющей выпрямленного напряжения.

В фильтр-устройстве используются следующие цепи: резонансный контур, настроенный на частоту 100 Гц; цепи фильтрации; цепи снижения высокочастотных помех радиосвязи.

Модуль РУ 3,3 кВ предназначен для размещения двух ячеек фидеров питания контактной сети напряжением 3,3 кВ, обеспечения защиты фидеров и управления ими.

В передвижной тяговой подстанции применены два однотипных модуля РУ 3,3 кВ. Ячейки фидеров укомплектованы быстродействующими автоматическими выключателями типа ВАБ-49-3200/30-Л-УХЛ4 и разъединителями типа РВРЗ-16-10/4000-М-УЗ. Кроме того, в ячейках предусмотрена установка испытателей коротких замыканий контактной сети.

Вывод фидеров контактной сети 3,3 кВ выполнен через проходные изоляторы, установленные на крыше модуля. Для крепления шлейфов подключения к проводам контактной сети на крыше модуля установлены кронштейны анкерных устройств.

Модуль общеподстанционного управления предназначен для оперативного управления передвижной тяговой подстанцией, а также для временного проживания двух человек. В связи с этим он состоит из отсека управления и бытового помещения.

В отсеке управления размещены шкафы и пульта автоматизированной распределенной системы управления тяговой подстанции (АСУТП-Р).

Система включает следующие уровни управления:

- нижний уровень — контроллеры модулей, микропроцессорные блоки защиты, установленные непосредственно на электро-техническом оборудовании, обеспечивающие сбор информации, формирующие сигналы телеуправления;

- средний уровень — промышленный микрокомпьютер, который обеспечивает сбор информации с контроллеров модулей, передачу данных на верхний уровень управления, трансляцию команд телеуправления;

- верхний уровень управления — промышленная ЭВМ, установленная в энергодиспетчерском пункте. На экране ее монитора отображается текущая информация о состоянии модулей подстанции в графическом, текстовом и цифровом виде.

В комплект поставки передвижной тяговой подстанции также включен персональный компьютер, предназначенный для наладки оборудования и оперативного управления подстанцией, осуществляемого из отсека общеподстанционного управления.

Глава 9. ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВА

9.1. Действие электрического тока на человека

При проектировании и выполнении заземляющих устройств (ЗУ) учитывают вероятность травмирования человека электрическим током, так как нельзя исключить соприкосновение людей с опасными напряжениями, появление которых возможно на частях электроустановок, нормально не находящихся под напряжением. Действие электрического тока на организм человека зависит от величины тока, его продолжительности и пути, по которому он проходит, а также от физического состояния человека. Наибольшую опасность представляет ток, проходящий через область сердца.

Наименьший ток с частотой 50 Гц, воспринимаемый человеком, составляет 1 мА. Этот ток называют порогом чувствительности. Ток от 1 до 6 мА вызывает боль и непроизвольное сокращение мышц, однако человек способен при этом отпустить предмет, через который ток входит в руку. При дальнейшем увеличении тока человек теряет эту способность: он не может освободиться от предмета, который держит. Наибольший ток, при котором большинство людей способно освободиться от предметов, находящихся под напряжением, называется порогом отпускания. Он составляет примерно 9 мА, при этом напряжение, приложенное между рукой и ногами составляет 10 В. Официально порог отпускания принят равным 6 мА при напряжении 36 В и сопротивлении человека

$$R_{\text{ч}} = 36/0,006 = 6000 \text{ Ом.}$$

При дальнейшем увеличении тока сокращение мышц распространяется от руки к грудной клетке, вследствие чего дыхание сначала затрудняется, а затем становится невозможным. Если не разомкнуть цепь тока в течение нескольких минут, человек теряет сознание и умирает от удушья. Однако при своевременном разрыве электрической цепи дыхание восстанавливается или может быть восстановлено искусственно. Никаких опасных последствий при этом не наблюдается.

Ток порядка 100 мА при продолжительности, не превышающей нескольких секунд, т.е. времени, достаточном для нарушения дыхания, представляет опасность, вызывая фибрилляцию сердца, т.е. нарушение нормального сердечного ритма. Это состояние характеризуется некоординированными, асинхронными сокращениями мышечной фибриллярной ткани сердца. При фибрилляции сердце не повреждается, но нарушается ритм его работы, оно не бьется, а трепещет. Прекращается циркуляция крови в организме и смерть наступает в течение нескольких минут.

Возникшая фибрилляция сама прекратиться не может. Искусственное дыхание при этом неэффективно. Единственным способом восстановления нормальной работы сердца является дефибрилляция, заключающаяся в контршоке электрическим разрядом в области сердца с помощью специального аппарата — дефибриллятора. Однако возможность возникновения фибрилляции сердца должна быть исключена правильным проектированием и выполнением ЗУ.

Порог фибрилляции, т.е. наибольший ток, который не вызывает фибрилляции сердца, у значительного большинства людей является функцией продолжительности воздействия и может быть определен из следующего выражения:

$$I_{\Phi}^2 t = K, \quad (9.1)$$

где I_{Φ} — действующее значение тока с постоянной амплитудой и частотой 50 Гц, соответствующее порогу фибрилляции, А;

t — продолжительность прохождения тока, с;

K — постоянная величина, установленная опытным путем, A^2c .

Для людей массой около 50 кг порог фибрилляции можно определить из выражения

$$I_{\Phi} = 0,116 / \sqrt{t}, \quad (9.2)$$

а массой около 70 кг — из выражения

$$I_{\Phi} = 0,157 / \sqrt{t}. \quad (9.3)$$

Выражения (9.2) и (9.3) следует рассматривать как приближенные, справедливые при продолжительности тока от 0,03 до 3 с.

Расчетное время t следует принять равным времени действия релеинной защиты и времени отключения выключателя.

Для защиты людей от поражения электрическим током в электроустановках выполняют заземляющие устройства.

9.2. Защитные и рабочие заземления

Заземляющими называют устройства, служащие для создания надежного пути тока через землю. Необходимость в этом появляется, когда нужно обеспечить работу электроустановки в рабочем или аварийном режиме, а также электробезопасность персонала при проведении работ в электроустановках. Если заземление выполнено с целью обеспечения экономически целесообразных условий эксплуатации оборудования электроустановки и питающей ее электрической системы, то оно называется *рабочим заземлением*. Примером рабочего заземления является преднамеренное соединение с землей разрядников, нейтралей трансформаторов или генераторов. Рабочим заземлением является также присоединение к заземлению молниеотводов, защищающих электроустановки от прямых ударов молнии и от индуцированных перенапряжений. Их выделяют в особый класс *грозозащитных заземлений*.

Защитные заземления, выполняются с целью обеспечения безопасности людей. К защитному заземлению должны быть подключены все металлические части корпуса, каркасы, рамы, ограждения электрооборудования, которое нормально не находится под напряжением, но может попасть под него в случае повреждения изоляции.

Заземляющим устройством называется совокупность заземлителя и заземляющих проводников. *Заземлителем* называется проводник (электрод) или совокупность металлических соединенных между собой проводников (электродов), находящихся в соприкосновении с землей. *Искусственным заземлителем* называется заземлитель, специально выполненный для целей заземления. *Естественными заземлителями* называются находящиеся в соприкосновении с землей электропроводящие части коммуникаций, зданий и сооружений производственного или иного назначения, используемых для целей заземления. *Заземляющим проводником* называется проводник, соединяющий заземляемые части с заземлителем.

При незаземленном корпусе 2 генератора 1 (рис. 9.1, а) и пробое изоляции одной из фаз на корпус прикосновение к нему является столь же опасным, как и прикосновение непосредственно к незаземленной фазе генератора. Через тело человека будет проходить весь ток однофазного замыкания на землю I_3 , ограниченный

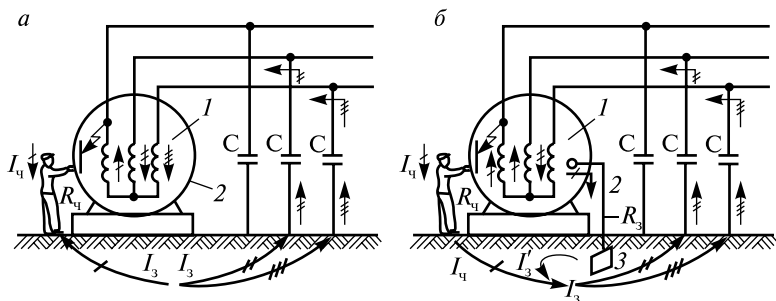


Рис. 9.1. Воздействие на человека тока замыкания на землю: при отсутствии (а) и наличии (б) заземления

сопротивлением человека $R_{\text{ч}}$, т.е. $I_{\text{ч}} = I_{\text{з}}$. При наличии заземления 3 (рис. 9.1, б), сопротивление которого составляет от 0,5 до 10 Ом, человека и заземление можно рассматривать как два параллельно соединенные сопротивления, находящиеся под напряжением однофазного замыкания на землю:

$$U_{\text{з}} = I_{\text{з}} R_{\text{з}} = I_{\text{ч}} R_{\text{ч}}, \quad (9.4)$$

где $I_{\text{з}}$ и $I_{\text{ч}}$ — токи через заземление и человека, А;
 $R_{\text{з}}$ и $R_{\text{ч}}$ — сопротивления заземления и человека, Ом.

$$I_{\text{ч}} = I_{\text{з}} \frac{R_{\text{з}}}{R_{\text{ч}}}. \quad (9.5)$$

Из выражения (9.5) видно, что $I_{\text{ч}}$ можно снизить до безопасного для жизни человека за счет снижения сопротивления заземления $R_{\text{з}}$.

Согласно ПУЭ заземление и зануление электроустановок следует выполнять:

- при напряжении 380 В и выше переменного тока и 440 В и выше постоянного тока во всех электроустановках;
- при номинальных напряжениях выше 42 В, но ниже 380 В переменного тока и выше 110 В, но ниже 440 В постоянного тока — только в помещениях с повышенной опасностью, особо опасных и в наружных установках.

Занулением в электроустановках напряжением до 1 кВ называется преднамеренное соединение частей электроустановки, нормально не находящихся под напряжением, с глухозаземленной ней-

тралью генератора или трансформатора в сетях трехфазного тока (рис. 9.2), а также с глухозаземленным выводом источника однофазного тока или с глухозаземленной средней точкой источника в сетях постоянного тока. На рис. 9.2 показана схема зануления элементов электроустановки до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью *N*. С помощью заземляющего винта или болта *1* металлический корпус светильника 2, выключателя 3, электродвигателя 4 и магнитного пускателя 5 присоединяются проводником к заземленной нейтрали *N*.

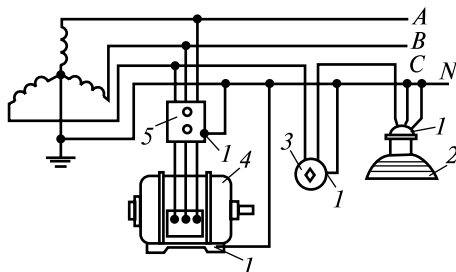


Рис. 9.2. Схема зануления элементов электроустановки до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью

К частям, подлежащим занулению и заземлению относятся:

- корпуса электрических машин, трансформаторов, светильников и т.п.;
- приводы электрических аппаратов;
- вторичные обмотки измерительных трансформаторов;
- каркасы распределительных щитов, щитов управления, щитков и шкафов, а также съемные и открывающиеся части, если на последних установлено электрооборудованием напряжением выше 42 В переменного тока или 110 В постоянного тока;
- металлические конструкции распределительных устройств, металлические кабельные конструкции, кабельные соединительные муфты, оболочки и броня контрольных и силовых кабелей, металлические оболочки проводов, рукава и трубы электропроводки, кожухи и опорные конструкции шинопроводов, лотки, коробки, струны, тросы и стальные полосы, на которых укреплены кабели и провода, а также другие металлические конструкции, на которых устанавливается электрооборудование;
- металлические оболочки и броня контрольных и силовых кабелей и проводов напряжением до 42 В переменного тока и до 110 В постоянного тока, проложенных на общих металлических конструкциях вместе с кабелями и проводами, металлические оболочки и броня которых подлежат заземлению и занулению;

– металлические корпуса передвижных и переносных электроприемников;

– электрооборудование, размещенное на движущихся частях станков, машин и механизмов.

Не требуется преднамеренно заземлять или занулять:

– корпус электрооборудования, аппаратов и электромонтажных конструкций, установленных на заземленных (зануленных) металлических конструкциях распределительных устройств, на щитах, шкафах, щитках, станинах станков, машин и механизмов, при условии обеспечения надежного электрического контакта с заземленными или зануленными основаниями;

– конструкции, на которых установлено заземленное или зануленное оборудование, перечисленное выше, при условии надежного электрического контакта между этими конструкциями и электрооборудованием, при этом указанные конструкции не могут быть использованы для заземления или зануления установленного на них другого электрооборудования;

– арматуру изоляторов всех типов, оттяжек, кронштейнов и осветительной арматуры при установке их на деревянных опорах ВЛ или на деревянных конструкциях открытых подстанций, если это не требуется по условиям защиты от атмосферных перенапряжений (при прокладке кабеля с металлической заземленной оболочкой или неизолированного заземляющего проводника на деревянной опоре перечисленные части, расположенные на этой опоре, должны быть заземлены или занулены);

– съемные или открывающиеся части металлических каркасов камер распределительных устройств, шкафов, ограждений и т.п., если на съемных (открывающихся) частях не установлено электрооборудование или если напряжение установленного электрооборудования не превышает 42 В переменного или 110 В постоянного тока;

– корпуса электроприемников с двойной изоляцией;

– металлические скобы, закрепы, отрезки труб механической защиты кабелей в местах их прохода через стены и перекрытия и другие подобные детали, в том числе протяжные и ответвительные коробки размером до 100 см² электропроводок, выполняемых кабелями или изолированными проводами, прокладываемыми по стенам, перекрытиям и другим элементам строений.

9.3. Конструкция заземляющих устройств

Основой заземляющего устройства является заземлитель, от конструкции которого во многом зависит безопасность людей на территории электроустановки. Одиночный заземлитель не обеспечивает безопасности человека. Распределение потенциалов на поверхности земли вокруг одиночного трубчатого заземлителя или пробое на корпус заземленного аппарата показано на рис. 9.3. Если измерить разность потенциалов между заземлителем в точке 0 и точками на поверхности земли А, В, С по любому из радиусов, то распределение потенциалов будет иметь форму кривой 0ABC.

Ток замыкания I_3 , проходя через заземлитель и сопротивление растеканию тока с заземлителя R_3 , растекается в земле во всех направлениях. Вблизи заземлителя плотность тока максимальная. По мере удаления от заземлителя сопротивление земли из-за увеличения площади падает, что приводит к более плавному снижению потенциала земли: кривая 0ABC по мере приближения к точке С становится более пологой, а потенциал земли снижается до нуля. За пределами так называемой *зоны растекания*, начиная с точки С находится *зона нулевого потенциала*.

Сопротивление растеканию тока с заземлителя в землю с учетом сопротивления заземляющих проводников составляет сопротивление *заземляющего устройства* R_3 , которое можно определить по выражению

$$R_3 = U_3 / I_3, \quad (9.6)$$

где U_3 — напряжение на заземляющем устройстве, В;

I_3 — ток, стекающий с заземлителя в землю, А.

Если человек попадает в зону растекания и подходит к аппарату, у которого изоляция одной из фаз повреждена, он попадает под *шаговое напряжение* $U_{ш}$ между двумя точками земли, обусловленное растеканием тока замыка-

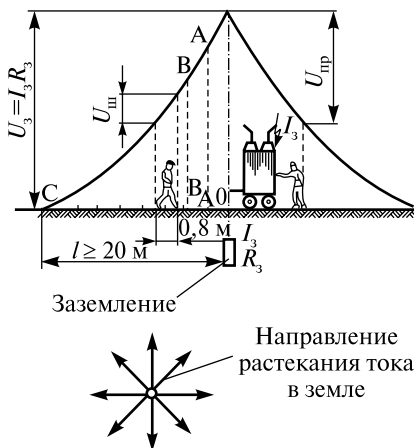


Рис. 9.3. Распределение потенциалов на поверхности земли вокруг одиночного заземлителя

ния на землю, при одновременном касании их ногами человека. Расстояние между этими двумя точками земли принимается равным 0,8 м.

Если человек коснется корпуса аппарата с поврежденной изоляцией, то он попадает под **напряжение прикосновения** $U_{\text{п}}$, равное разности потенциалов между рукой и ногами.

Напряжением прикосновения называется напряжение между двумя точками цепи тока замыкания на землю (на корпус) при одновременном прикосновении к ним человека.

Вблизи одиночного заземлителя при пробое изоляции напряжение шага $U_{\text{ш}}$ и прикосновения $U_{\text{п}}$ опасны для жизни людей, поэтому одиночные заземлители не решают проблему безопасности.

Напряжения прикосновения и шага могут быть значительно уменьшены, если кривую снижения потенциала земли вблизи заземлителя сделать более полой. В электроустановках напряжением свыше 1 кВ это достигается контурным размещением заземлителей в защищаемой зоне (рис. 9.4, а).

Контур заземления состоит из ряда вертикальных заземлителей, соединенных металлической полосой. Потенциал земли в любой точке складывается из потенциалов, создаваемых отдельными электродами контура (рис. 9.4, б). Как видно из рис. 9.4, а, в защищаемой зоне искусственно поднят потенциал земли по отношению к зоне нулевого потенциала, чем обеспечиваются безопасные напряжения шага и прикосновения. За пределами контура заземления происходит спад потенциала. Для устранения опасных шаговых напряжений в этих местах стремятся создать кривую спада потенциалов достаточно полой.

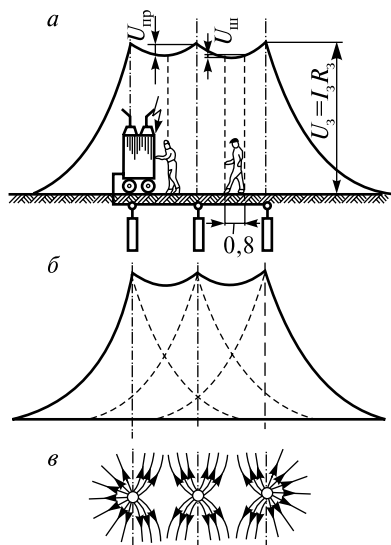


Рис. 9.4. Распределение потенциалов на поверхности земли: а — при контурном выполнении заземления; б — вокруг отдельных заземлителей; в — растекание тока с заземлителем при их взаимном экранировании

Растекание тока с заземлителем контура заземления с учетом их взаимного экранирования показано на рис. 9.4, в.

При выполнении заземляющего устройства применяются естественные и искусственные заземлители. В первую очередь должны использоваться *естественные заземлители*, в качестве которых применяют: проложенные в земле стальные водопроводные трубы, соединенные в стыках сваркой; трубы артезианских скважин; стальная броня силовых кабелей, проложенных в земле, при их числе не менее двух; металлические конструкции зданий и сооружений, имеющие надежное соединение с землей; различного рода трубопроводы, проложенные под землей; свинцовые оболочки кабелей, проложенных в земле.

Не допускается использование в качестве естественных заземлителей трубопроводы горючих жидкостей и горючих или взрывчатых газов, алюминиевые оболочки кабелей, алюминиевые провода и кабели, проложенные в кабельных каналах, туннелях, блоках.

Искусственные заземлители применяются, если естественные заземлители не полностью удовлетворяют требованиям по значению сопротивления заземляющего устройства и по напряжениям прикосновения и шага.

По расположению в грунте и форме искусственные заземлители делятся на следующие группы:

- углубленные — из круглой или полосовой стали, укладываемые на дно котлована по периметру фундаментов (зданий, опор, колонн);

- вертикальные — из стальных вертикально ввинчиваемых или вдавливаемых в грунт стержней из круглой стали, а также из забиваемых отрезков угловой стали;

- горизонтальные — из круглой или полосовой стали, уложенные горизонтально в траншею на глубине 0,5—0,7 м и используемые по прямому назначению и для связи между стержнями вертикальных заземлителей;

- комбинированные, объединяющие в общую систему заземлители, перечисленные выше.

Для заземлителей обычно применяют круглую сталь диаметром 10—16 мм, полосовую сталь сечением 40 × 4 мм и уголковую сталь 50 × 50 × 5 мм. Трубы для этой цели обычно не применяются.

Длина вертикальных заземлителей применяется равной: забиваемых — 2,5—3 м, ввинчиваемых и вдавливаемых 4,5—5 м. В после-

днее время стали применять вертикальные заземлители, погружаемые в землю на глубину от 10 до 30 м и располагаемые по контуру заземляющего устройства, если оно выполняется в виде сетки с квадратными или прямоугольными ячейками. Глубина заложения верха вертикальных заземлителей должна быть равна 0,6—0,7 м от уровня планировочной отметки земли. Заземлители также должны выступать над дном траншеи на 0,1—0,2 м для удобства приварки к ним соединительных горизонтальных круглых стержней (сталь круглого сечения более устойчива к коррозии, чем полосовая). Такое заглубление уменьшает сопротивление растеканию заземляющего устройства.

К каждому заземляемому элементу (трансформатору, электродвигателю и т.п.) от заземляющей магистрали должен идти отдельный заземляющий проводник, присоединяемый сваркой к магистрали и болтом — к заземляемому элементу. Последовательное включение в заземляющий проводник заземляемых элементов не допускается.

Внутреннюю сеть заземления при прокладке в зданиях подстанций выполняют из полосовой или круглой стали. Магистрали заземления прокладывают на каждом этаже подстанции из полосовой стали сечением не менее 100 мм² и связывают между собой стояками. Крепление шин к стене осуществляется на крюках с помощью специальных обойм или сваркой. Допускается в сухих помещениях прокладка заземляющих шин по бетонным стенам с креплением полос путем пристреливания дюбелями из строительного-монтажного пистолета.

К корпусам электрических машин и аппаратов заземляющие проводники присоединяют, как правило, под заземляющий болт, имеющийся на их корпусах. При этом должны быть предусмотрены меры против ослабления и коррозии контактных соединений. Открыто проложенные заземляющие и нулевые защитные проводники имеют отличительную окраску — по зеленому фону желтая полоса вдоль проводника. Окраске не подлежат места, предназначенные для подсоединения инвентарных переносных заземлителей. Это требование к окраске заземляющих проводников предъявляется к монтируемым (новым) электроустановкам. Согласно Правил эксплуатации электроустановок потребителей (ПЭЭП) открыто проложенные стальные заземляющие проводники должны иметь черную окраску.

9.4. Заземляющие устройства тяговых подстанций

Заземляющие устройства (ЗУ) тяговых подстанций переменного тока выполняются по общим принципам, но имеют целый ряд индивидуальных особенностей.

Принципиальная схема заземляющего устройства тяговой подстанции переменного тока показана на рис. 9.5. Контур заземления подстанции состоит из вертикальных заземлителей *1*, приваренных к сетке из стальных полос *2* по периметру. Опоры *4* с молниеотводами для уменьшения сопротивления растеканию импульсного тока разряда молнии приварены полосами *3* сечением 25×4 мм к полосам сетки ЗУ. Рельсы подъездного пути приварены к сетке ЗУ во всех местах их пересечения соединительными полосами *6*. Все оборудование подстанции заземляется на КЗП (на схеме показано только присоединение корпусов понижающих трансформаторов *7* заземляющим проводником *10*). Фаза *С* РУ 27,5 кВ, выполненная в виде рельса *5*, уложенного на территории подстанции, соединена с вершиной *С* «треугольника» трансформатора шиной *9*. К рельсам подъездного пути она приварена в точках *8*, а с КЗП соединена проводниками *11*, являющимися полосами сетки, с которыми пе-

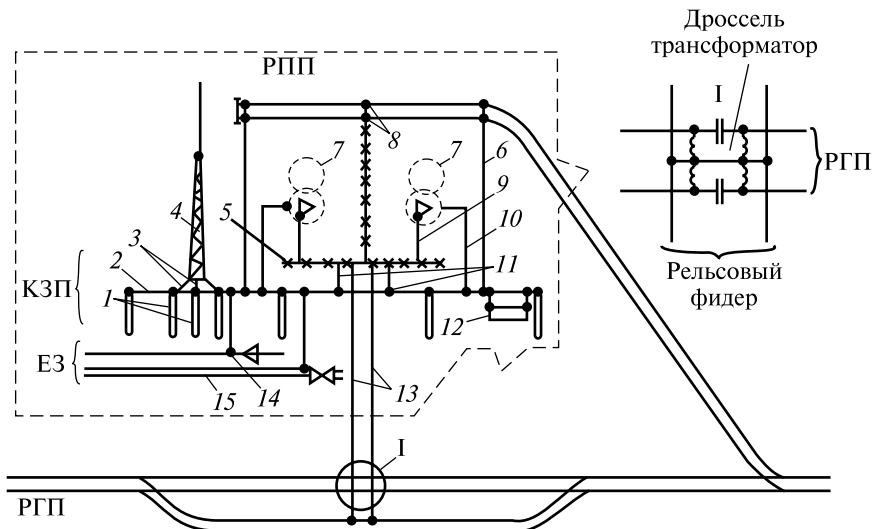


Рис. 9.5. Принципиальная схема заземляющего устройства тяговой подстанции переменного тока

ресекается рельс 5. От рельса фазы С РУ 27,5 кВ к рельсу главного пути (РГП) идет воздушный рельсовый фидер 13, для надежности выполненный в виде двух ветвей. Присоединение к РГП осуществляется через дроссель-трансформатор (показано отдельно на выносном рисунке). Естественные заземлители (ЕЗ) — металлические оболочки силовых кабелей 14, водопроводные трубы 15 и другие металлические подземные коммуникации, проложенные на территории подстанции, также присоединяются к КЗП, снижая общее сопротивление заземляющего устройства подстанции.

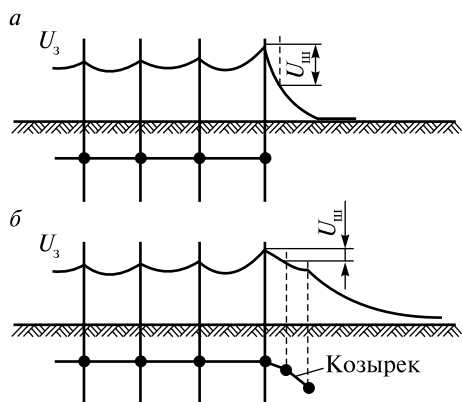


Рис. 9.6. Распределение потенциалов на поверхности земли за пределами заземляющего контура: при отсутствии (а) и наличии (б) «kozyрька»

кривая U_3 изображена с учетом использования козырька, обеспечивающего более плавное снижение потенциала земли за пределами КЗП. Это приводит к снижению напряжения шага $U_{\text{ш}}$ до безопасной величины. Шины козырька должны иметь длину, превышающую ширину входа или въезда на 1 м с каждой стороны.

Принципиальная схема заземляющего устройства тяговой подстанции постоянного тока показана на рис. 9.7. КЗП такой ТП охватывает всю территорию подстанции и состоит из вертикальных заземлителей 1, сварной сетки из стальных полос 2 сечением 40×5 мм, положенных на ребро, и ЕЗ (водопроводные трубы 18, металлические оболочки силовых кабелей 19). Кроме того, КЗП подстанции снабжен «kozyрьками» 14.

Для устранения опасных шаговых напряжений в местах проходов и проездов на территории подстанции устроены так называемые «kozyрьки» в виде стальных шин 12, закладываемых на расстоянии 1 и 2 м от КЗП на глубине соответственно 1 и 1,5 м и соединенных сваркой с КЗП, так как потенциальная кривая в этих местах (рис. 9.6, а) имеет большую крутизну, что приводит к появлению большого шагового напряжения $U_{\text{ш}}$, опасного для людей. На рис. 9.6, б потенциальная

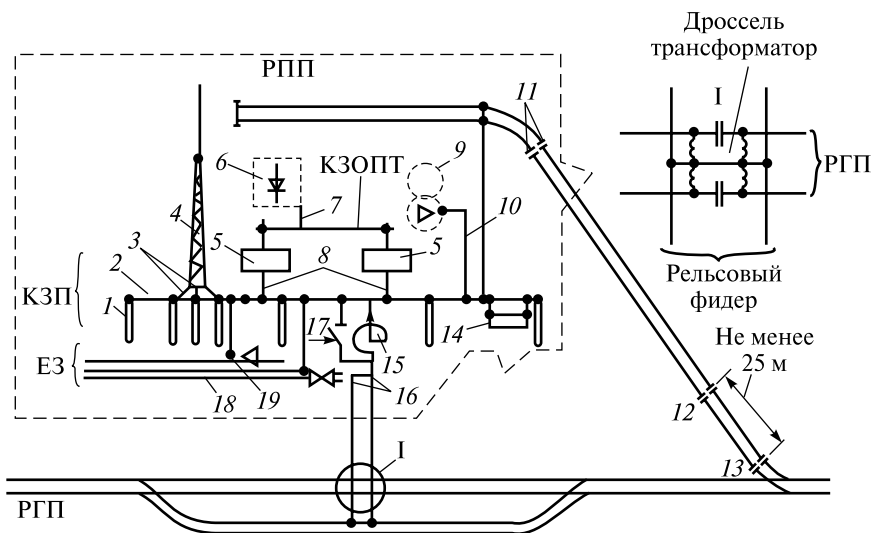


Рис. 9.7. Принципиальная схема заземляющего устройства тяговой подстанции постоянного тока

Заземляющее устройство подстанции постоянного тока в условиях нормальной эксплуатации не используется для прохода тягового тока от рельса главного пути РГП на шину «минус» подстанции. Это сделано для того, чтобы уберечь КЗП от интенсивной коррозии при протекании через него большого постоянного тока.

Все оборудование постоянного тока подстанции заземляется на контур заземления оборудования постоянного тока (КЗОПТ), который соединяется с КЗП проводниками 8 через реле земляной защиты 5. Действие земляной защиты подробно описано в параграфе 8.11, где также объяснено назначение короткозамыкателя 17, соединяющего КЗП и рельсовый фидер 16 при срабатывании земляной защиты и создающего путь тока замыкания от выпрямителя 6 через проводник 7 на КЗОПТ и далее через реле земляной защиты 5, проводники 8, КЗП, короткозамыкатель 17, реактор 15 сглаживающего устройства на шину «минус». Оборудование переменного тока заземляется на КЗП (корпус трансформатора 9 проводником 10). Молниеотвод 4 заземлен на КЗП шинами 3. Рельс подъездного пути изолируется тремя изолирующими стыками от рельса главного пути. Один изолирующий стык 11, находящийся

на территории подстанции, препятствует выносу потенциала с территории подстанции за ее пределы. Стыки 12 и 13, находящиеся на расстоянии не менее 25 м друг от друга, располагаются в месте непосредственного примыкания РПП к РГП. Это позволяет избежать соединения РПП и РГП при шунтировании одного из стыков в момент прохождения по РПП дрезины.

9.5. Расчет заземляющих устройств

При расчете заземляющих устройств выбирают тип заземлителей, их количество и место размещения, а также сечение заземляющих проводников. В соответствии с ПУЭ заземляющие устройства следует выполнять с соблюдением требований либо к их сопротивлению, либо к напряжению прикосновения.

Заземляющие устройства электроустановок напряжением выше 1 кВ с заземленной нейтралью должно иметь сопротивление в любое время года не более 0,5 Ом.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ с изолированной нейтралью при величине тока замыкания на землю I_3 до 500 А сопротивление защитного заземления должно быть

$$R_3 \leq 250/I_3, \quad (9.7)$$

но не более 10 Ом.

В электроустановках напряжением до 1 кВ сопротивление защитного заземления должно быть

$$R_3 \leq 125/I_3, \quad (9.8)$$

но не более 4 Ом.

При объединенном защитном заземлении для установок до 1 кВ и выше принимают наименьшее из полученных расчетом сопротивление.

Для снижения затрат на заземляющие устройства рекомендуется в первую очередь использовать естественные заземлители, величина сопротивления которых определяется путем замеров. Если сопротивление естественных заземлителей недостаточно, применяют искусственные заземлители.

При использовании искусственных заземлителей следует иметь в виду, что одиночные заземлители, заложенные в грунт, не оказы-

вают влияния друг на друга, если расстояние между ними не менее 40 м. В этом случае сопротивление растеканию n одинаковых вертикальных заземлителей определяется выражением

$$R_{вз} = R_1/n, \quad (9.9)$$

где R_1 — сопротивление одиночного заземлителя.

При выполнении контура заземления на территории электроустановки заземлители располагают на небольшом расстоянии a друг от друга (но не менее 2,5—3 м). При этом наблюдается явление взаимного экранирования, что увеличивает сопротивление отдельных заземлителей и заземляющего устройства в целом. Явление экранирования заключается в том, что из-за взаимного отталкивания токов, стекающих с заземлителей (см. рис. 9.4, в), уменьшается площадь, через которую в земле протекает ток одного вертикального заземлителя, следовательно, возрастает его сопротивление:

$$R_{вз} = R_1/m\eta, \quad (9.10)$$

где η — коэффициент экранирования заземлителей, зависящий от числа заземлителей n , отношения расстояния a между ними к их длине l , а также от их размещения — в ряд или по контуру. Значение коэффициента экранирования трубчатых заземлителей можно определить по табл. 9.1.

Таблица 9.1

**Коэффициент экранирования трубчатых заземлителей
(без учета полосы заземления)**

Число трубчатых заземлителей	Коэффициент экранирования η при отношении расстояния между заземлителями к их длине (a/l)					
	3	2	1	3	2	1
	Заземлители размещены в ряд			Заземлители размещены по контуру		
5	0,87	0,8	0,68	—	—	—
10	0,83	0,7	0,55	0,78	0,67	0,59
20	0,77	0,62	0,47	0,72	0,60	0,43
30	0,75	0,60	0,40	0,71	0,59	0,42
50	0,73	0,58	0,30	0,68	0,52	0,37
100	—	—	—	0,64	0,48	0,33
200	—	—	—	0,61	0,44	0,30
300	—	—	—	0,60	0,43	0,28

Табл. 9.1 может использоваться для ориентировочного определения η заземлителей любой формы.

Сопротивление заземлителей в основном зависит от удельного сопротивления грунта ρ , которое в свою очередь зависит от характера грунта, его влажности, температуры, наличия растворимых солей и прочее. В табл. 9.2 приведены величины удельных сопротивлений грунтов.

Таблица 9.2

Удельное сопротивление грунтов

Грунт	Удельное сопротивление ρ , Ом·м
Песок	700
Супесок	300
Суглинок	100
Садовая земля	50
Глина	40
Чернозем, торф	20

Грунт, окружающий заземлители, не является однородным. Наличие в нем песка, строительного мусора и грунтовых вод оказывает большое влияние на его сопротивление. ПУЭ рекомендует определять удельное сопротивление грунта ρ путем непосредственных измерений в том месте, где будут размещаться заземлители. При этом необходимо учитывать сезонное колебание удельного сопротивления. Весной и осенью оно ниже, чем зимой и летом. Увеличение удельного сопротивления в зимнее и летнее время года учитывается с помощью коэффициента повышения сопротивления.

Различают три значения коэффициента:

Ψ_1 — удельное сопротивление грунта соответствует минимальному значению (грунт влажный, перед измерением произошло выпадение большого количества осадков);

Ψ_2 — удельное сопротивление грунта соответствует среднему значению (грунт средней влажности, перед измерением произошло выпадение небольшого количества осадков);

Ψ_3 — удельное сопротивление грунта соответствует максимальному значению (сухой грунт, перед измерением не было выпадения осадков).

Расчетное значение удельного сопротивления грунта в месте устройства заземления с учетом коэффициента повышения Ψ определяется по выражению

$$\rho = \rho_{\text{из}} \Psi, \quad (9.11)$$

где $\rho_{\text{из}}$ — измеренное удельное сопротивление грунта, Ом·м.

Расчетные значения коэффициента повышения сопротивления для различных грунтов и глубин заложения заземлителей приведены в табл. 9.3.

Таблица 9.3

Значения коэффициента повышения удельного сопротивления грунта

Характер грунта	Глубина заложения, м	Расчетные коэффициенты		
		Ψ_1	Ψ_2	Ψ_3
Суглинок	0,8—3,8	2,0	1,50	1,4
Садовая земля (0,6 м), ниже слой глины	0—3	—	1,32	1,2
Гравий с примесью глины, ниже глина	0—2	1,8	1,20	1,1
Известняк		2,5	1,51	1,2
Гравий с примесью песка		1,5	1,30	1,2
Торф		1,4	1,10	1,0
Песок		2,4	1,56	1,2
Глина		2,4	1,36	1,2

Сопротивление круглого или трубчатого одиночного заземлителя определяется по формуле

$$R = \frac{0,366\rho}{l} \lg \frac{4l}{d}, \quad (9.12)$$

где l и d — длина и диаметр заземлителя, м.

На основании формулы (9.12) для наиболее применяемых заземлителей из круглой и угловой стали выведены приближенные формулы определения их сопротивления:

— труба диаметром 50 мм и длиной 2,5 м

$$R = 0,308\rho; \quad (9.13)$$

– уголок из стали размером 50×50×5 мм и длиной 2,5 м

$$R = 0,318\rho; \quad (9.14)$$

– круглый стержень стальной диаметром 12 мм и длиной 5 м

$$R = 0,226\rho. \quad (9.15)$$

После выбора расчетного значения сопротивления растеканию заземляющего устройства R_3 находят сопротивление искусственных заземлителей $R_{\text{И}}$ с учетом сопротивления естественных заземлителей $R_{\text{е}}$:

$$R_{\text{И}} = R_3 R_{\text{е}} / (R_{\text{е}} - R_3). \quad (9.16)$$

Сопротивление полосовых горизонтальных заземлителей по сравнению с вертикальными велико, поэтому в расчетах они обычно не учитываются, принимается $R_{\text{И}} = R_{\text{вз}}$, где сопротивление вертикальных заземлителей $R_{\text{вз}}$ определяется по формуле (9.10), из которой общее число заземлителей определяется выражением

$$n_{\text{вз}} = R_{\text{И}} / R_{\text{И}} \eta. \quad (9.17)$$

При *контурном заземлении* заземлители располагаются по периметру защищаемой территории. При большой величине территории заземлители закладываются также и внутри контура. Способ размещения заземлителей (в ряд или по контуру) определяется по плану электроустановки. В установках напряжением свыше 1кВ контурное заземление является обязательным и рекомендуется во всех остальных случаях. В электроустановках с большими токами замыкания на землю заземлители и полосы следует располагать так, чтобы обеспечить по возможности равномерное распределение потенциалов на площади, занятой электрооборудованием. Для этого вдоль осей оборудования на глубине 0,5 м прокладывают выравнивающие проводники, которые через каждые 6 м соединяют поперечными проводниками. Выравнивание потенциалов предусматривают также у входов и въездов на территорию.

При размещении заземлителей только по контуру расстояние между ними определяется по формуле

$$a = L_{\text{П}} / n_{\text{вз}}, \quad (9.18)$$

где $L_{\text{П}}$ — длина контура заземления по периметру электроустановки, м.

Если же расстояние между электродами выбрано заранее, то определяется число заземлителей, размещаемых по периметру:

$$n_{\text{взп}} = L_{\text{п}} / a, \quad (9.19)$$

остальные размещаются внутри контура:

$$n_{\text{взвк}} = n_{\text{вз}} - n_{\text{взп}}. \quad (9.20)$$

Пример 9.1. Рассчитать защитное заземление подстанции напряжением 110/10 кВ. Периметр территории составляет $L_{\text{п}} = 180$ м. Нейтраль обмотки трансформатора 110 кВ заземлена, сеть 110 кВ изолирована. Грунт в месте сооружения подстанции имеет удельное сопротивление $\rho = 90$ Ом·м. В качестве естественных заземлителей можно использовать металлические оболочки кабелей сопротивлением $R_{\text{к}} = 1,8$ Ом и заземленный грозозащитный трос ЛЭП-110 кВ сопротивлением $R_{\text{тр}} = 1,5$ Ом.

Порядок расчета.

Согласно ПУЭ сопротивление ЗУ для сетей 110 кВ с заземленной нейтралью $R_{\Sigma} \leq 0,5$ Ом.

Общее сопротивление естественных заземлителей (кабеля и троса):

$$R_{\Sigma} = \frac{R_{\text{к}} R_{\text{тр}}}{R_{\text{к}} + R_{\text{тр}}} = \frac{1,8 \cdot 1,5}{1,8 + 1,5} = 0,82 \text{ Ом.}$$

Сопротивление искусственных заземлителей по формуле (9.16):

$$R_{\text{и}} = \frac{0,5 \cdot 0,82}{0,82 - 0,5} = 1,28 \text{ Ом.}$$

Применяем для заземления стальные прутковые заземлители диаметром 12 мм и длиной 5 м; сопротивление одного заземлителя определяется по формуле (9.15):

$$R_1 = 0,226 \cdot 90 = 19,94 \text{ Ом.}$$

Ориентировочное число вертикальных заземлителей без учета экранирования η из формулы (9.9):

$$n_{\text{в.з}} = R_1 / R_{\text{и}} = 19,94 / 1,28 = 15,6, \text{ принимаем } 16 \text{ шт.}$$

По табл. 9.3 определяем коэффициент экранирования η при отношении $a/l = 1$: $\eta = 0,5$. Общее число вертикальных заземлителей с учетом экранирования определяется по формуле (9.17):

$$n_{\text{в.з}} = R_1 / R_{\text{и}} \eta = 19,94 / 1,28 \cdot 0,5 = 31 \text{ шт.}$$

Расстояние между заземлителями по формуле (9.18):

$$a = L_{\text{п}} / n_{\text{вз}} = 180 / 31 = 5,8 \text{ м.}$$

Глава 10. СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

10.1. Система собственных нужд подстанций

Приемниками электроэнергии собственных нужд (СН) подстанций являются: электродвигатели системы охлаждения трансформаторов; устройства обогрева масляных выключателей и шкафов распределительных устройств с установленными в них аппаратами и приборами; электрическое освещение и отопление помещений и освещение территории подстанций. Самыми важными и *ответственными приемниками СН* являются устройства систем управления, релейной защиты, сигнализации, автоматики и телемеханики. От этих приемников СН зависит работа основного оборудования подстанций, прекращение их питания даже кратковременно приводит к частичному или полному отключению подстанции. Приемники собственных нужд, перерыв в электроснабжении которых не вызывает отключения или снижения мощности электроустановки, относятся к *неответственным*.

Для электроснабжения потребителей СН подстанций предусматриваются трансформаторы собственных нужд (ТСН) со вторичным напряжением 380/220 В, которые получают электроэнергию от сборных шин РУ-6(10) кВ, а на тяговых подстанциях — от шин РУ 27,5 кВ или РУ 35 кВ (на тяговых подстанциях постоянного тока с первичным напряжением 35 кВ). Такая схема питания ТСН обладает недостатком, который заключается в нарушении электроснабжения потребителей СН при повреждениях на шинах РУ, от которого питаются ТСН. Поэтому ТСН трансформаторных подстанций предпочитают подключать к выводам низшего напряжения главных понижающих трансформаторов — на участках между трансформатором и выключателем.

Питание потребителей СН электроустановок может быть индивидуальным, групповым и смешанным. При индивидуальном

питании каждый потребитель получает электроэнергию от шин СН по индивидуальному кабелю, чем обеспечивается высокая надежность электроснабжения, но связано с значительным расходом кабелей. При групповом питании потребители получают энергию от групповых щитков и сборок, расположенных вблизи группы потребителей и подключенных одним кабелем к шинам СН. При этом снижается расход кабеля, но возникают дополнительные расходы на групповые щитки и сборки, снижается надежность электроснабжения, так как повреждение кабеля приводит к отключению всех потребителей данной группы. Наиболее рациональным является смешанное питание, при котором ответственные потребители питаются по индивидуальным кабелям непосредственно от шин СН, а остальные — от групповых щитков и сборок.

На тяговых подстанциях от шин СН получают электроэнергию устройства СЦБ железных дорог, дежурные пункты районов контактной сети, совмещенные с тяговыми подстанциями, а также мастерские тяговых подстанций.

Кроме постоянных потребителей к шинам СН могут подключаться также различные передвижные устройства (небольшие подстанции, испытательные станции, установки масляного хозяйства).

На тяговых подстанциях всех типов, кроме опорных на напряжение 110—220 кВ, обычно устанавливают по два ТСН мощностью 250—400 кВ·А каждый. На опорных подстанциях 110—220 кВ, масляные выключатели которых имеют мощные подогревательные устройства, применяют два дополнительных ТСН мощностью 250—400 кВ·А для подогрева.

Общая нагрузка собственных нужд тяговых подстанций с учетом питания цепей подогрева выключателей, электроотопления зданий подстанции, электроснабжения устройств СЦБ и потребителей дежурного пункта района контактной сети достигает 1400 кВ·А на опорных подстанциях 220 кВ, 970 кВ·А — на опорных подстанциях 110 кВ, 400—800 кВ·А — на транзитных подстанциях 110—220 кВ. При этом мощность питания устройств СЦБ достигает 100 кВ·А на одну подстанцию; мощность подогрева выключателей — от 25 до 650 кВ·А в зависимости от количества выключателей; мощность на отопление зданий подстанций от 60 (подстанции переменного тока) до 140 кВ·А (подстанции постоянного тока); мощность осветительной установки здания подстанции — 4—6 кВ·А, открытой территории — 35 кВ·А.

На подстанциях с двумя ТСН мощность каждого трансформатора должна обеспечить (с учетом его перегрузочной способности) питание всех потребителей СН, включая устройства подогрева высоковольтной аппаратуры. На опорных подстанциях, имеющих трансформаторы подогрева, мощность основного ТСН выбирается без учета питания подогревательных устройств РУ 110(220) кВ.

Распределение энергии собственных нужд тяговых подстанций переменного и постоянного тока показана на рис. 10.1. Подключение вторичных обмоток ТСН к шинам 380/220 В в шкафах 1 и 2 переменного тока на открытой части подстанции осуществляется через автоматические выключатели. Шины СН выполняются одинарными, секционированными автоматическим выключателем. Выклю-

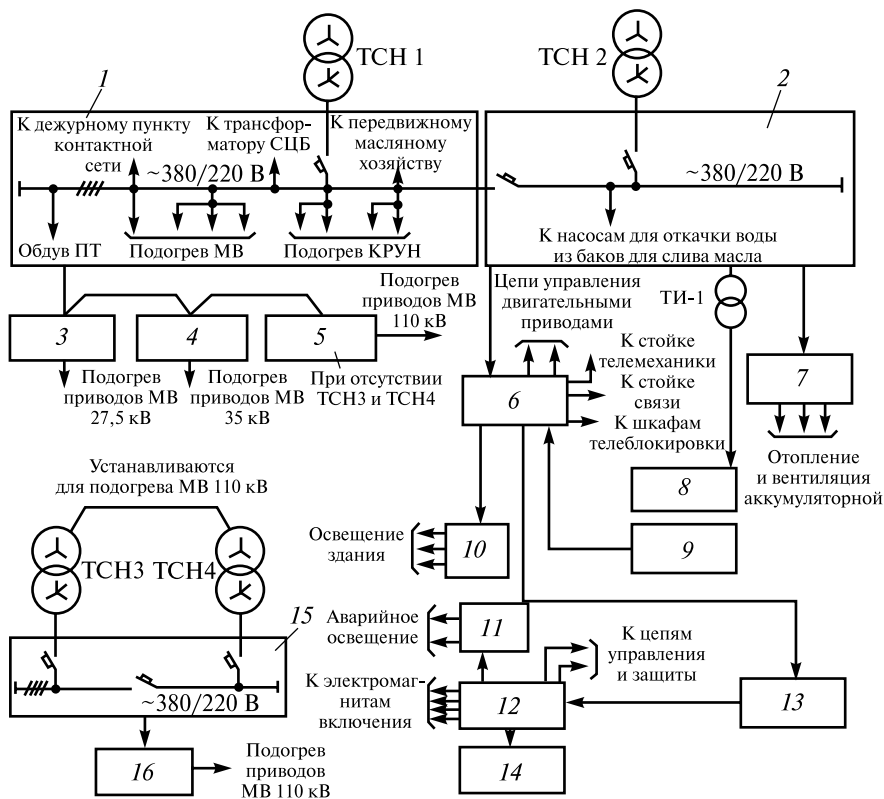


Рис. 10.1. Распределение энергии собственных нужд тяговых подстанций

чатели являются одновременно коммутационными и защитными аппаратами. В летний период включен обычно один ТСН, для второго предусматривается автоматическое включение резерва (АВР). В зимний период включаются оба ТСН, а на опорных подстанциях 110(220) кВ и трансформаторы подогрева ТСН3 и ТСН4, которые подают питание в шкаф 15 подогрева масляных выключателей. От шкафа 15 получает электроэнергию шкаф 16 автоматики подогрева приводов выключателей 110(220) кВ. К шинам шкафа 1 подключены фидеры, питающие цепи подогрева масляных выключателей и их приводов через шкафы 3, 4 и 5 соответственно 27,5 кВ (только для подстанций переменного тока), 35 и 110 кВ. К шинам СН шкафа 1 подключаются трансформатор СЦБ, подогрев КРУН-10, обдув понижающих трансформаторов, дежурный пункт контактной сети, а также могут подключаться различные передвижные устройства (подстанции, масляные хозяйства и т.д.). От шкафа 2 получают питание шкаф 6 СН переменного тока в здании подстанции, к которому подключены стойки и шкафы телеблокировки, телемеханики и связи, цепи управления моторными приводами, шкаф 10 рабочего освещения подстанции.

Дизель-генератор 9, установленный в специальном помещении здания подстанции, через шкаф 6 подключается к шинам СН 380/220 В и является источником резервного питания устройств СЦБ при аварийном выходе из работы ТСН или полном отключении питания электротяги на участке железной дороги. При этом мощность дизель-генераторного агрегата должна быть достаточной для обеспечения одновременной работы:

- всех отходящих от подстанции линий электропередачи напряжением свыше 1 кВ основного питания СЦБ до смежных тяговых или трансформаторных подстанций;
- устройств телеуправления, телесигнализации и телеизмерений данной тяговой подстанции в полном объеме;
- устройств релейной защиты и режимной автоматики всех присоединений ТП;
- устройств энергодиспетчерской связи ТП;
- устройств дистанционного управления секционными разъединителями контактной сети и линий электропередачи, управляемых с ТП;
- зарядно-подзарядных агрегатов;

– устройств подогрева приводов и баков коммутационных аппаратов распределительных устройств напряжением выше 1 кВ;
– систем охранной и пожарной сигнализации, видеонаблюдения.

Кроме того, время необслуживаемой работы дизель-генераторного агрегата должно быть не менее 24 ч.

Шкаф 12 СН постоянного тока получает выпрямленное напряжение от зарядно-подзарядного агрегата 13 типа ВАЗП, а в аварийных ситуациях — от аккумуляторной батареи 14, которая питает также щиток 11 аварийного освещения подстанции, а также устройства телемеханики и связи. Шкаф 7, подключенный к шинам СН, служит для включения цепей отопления и вентиляции помещения аккумуляторной батареи.

Шкаф 8 подключается к шинам СН через изолировочный трансформатор ТИ-1, который предотвращает попадание высокого напряжения при нарушении изоляции РУ 3,3 кВ в цепи СН. Этот шкаф служит для питания потребителей собственных нужд, расположенных в местах, где возможно такое нарушение изоляции. Шкаф 8 применяется только на тяговых подстанциях постоянного тока.

10.2. Система питания собственных нужд постоянного тока

Питание потребителей СН постоянного тока осуществляется напряжением 110 или 220 В от аккумуляторной батареи GB (рис. 10.2), работающей в режиме постоянного подзаряда. Подзаряд батареи осуществляют два зарядно-подзарядных устройства VD1, VD2 типа ВАЗП-380/260-40/80 с автоматической стабилизацией напряжения, питающихся по фидерам 3 и 4 от шин СН переменным напряжением 380/220 В. Выпрямленное напряжение подается на шины ЕУ1 (260 В) питания включающих электромагнитов выключателей 110 (220 В). Аккумуляторы батареи GB в количестве 120 шт. подключены к шинам ЕУ1 и постоянно подзаряжаются. С аккумулятора № 108 питание от батареи поступает на шины включения ЕУ2 (230 В), от которых оно подается в цепи включения выключателей 35, 10, 27,5 или 3,3 кВ, 6-10 кВ СЦБ.

Контроль предохранителей цепей включения выключателей осуществляется с помощью реле KL4—KL8, которые при исправном состоянии предохранителей возбуждены, их контакты в цепи сигнализации разомкнуты. Цепи управления и защиты постоянного

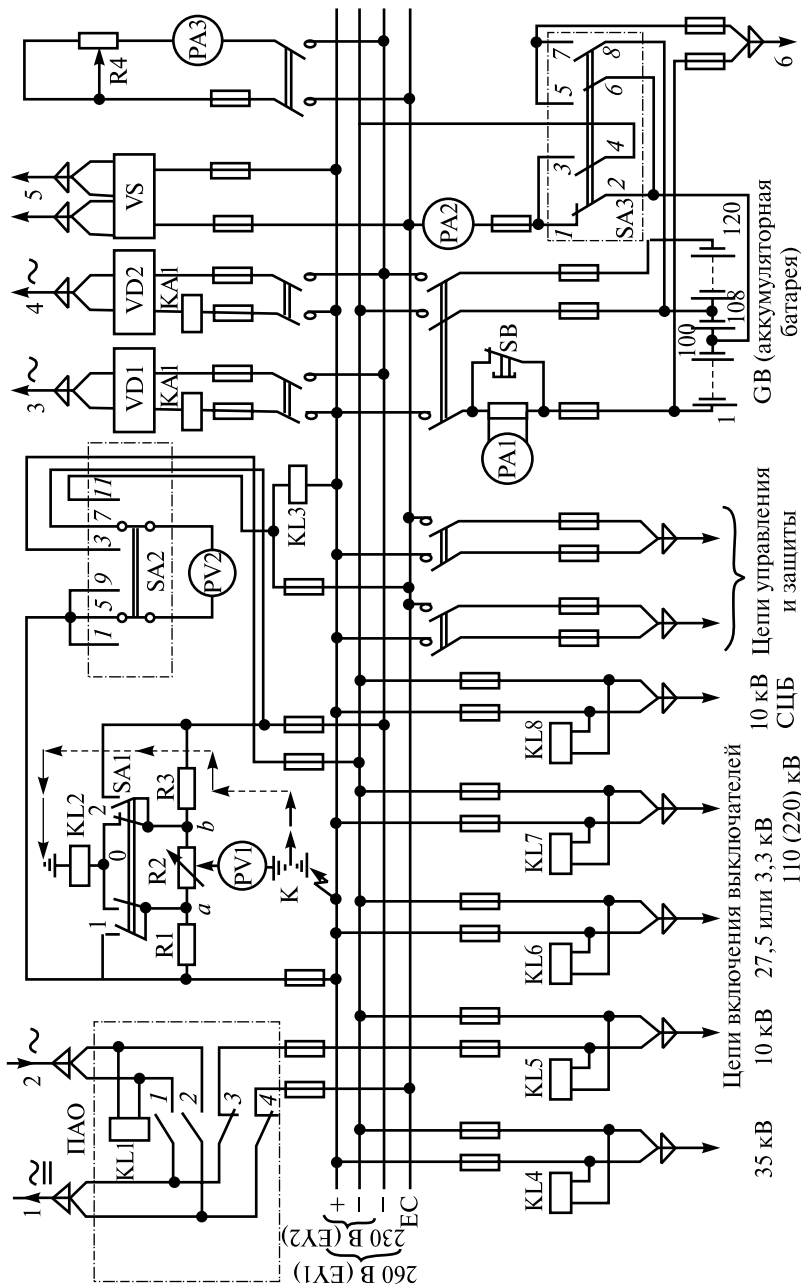


Рис. 10.2. Схема питания потребителей собственных нужд постоянного тока

тока получают электроэнергию от шинки управления ЕС, на которую она поступает от шинки — ЕУ1 через амперметр РА3 и регулировочный резистор R4. Шина «плюс» — общая для всех напряжений ЕУ1, ЕУ2, ЕС. От шинки ЕС через амперметр РА2 и контакты 1-2, 5-6 переключателя SA3 по фидеру 6 подается напряжение в схему земляной защиты РУ 3,3 кВ.

При периодической дозарядке аккумуляторной батареи питание шинки ЕС переключается с аккумулятора № 108 на № 100 через контакты 3-4 переключателя SA3, фидер 6 земляной защиты при этом получает питание через контакты 7-8 SA3. При исчезновении на шинах СН 380/220 В переменного напряжения питание стоек телемеханики и электронных защит по фидерам 5 осуществляется от преобразователей VS постоянного тока аккумуляторной батареи в переменный. Постоянный ток поступает от аккумулятора № 108 на шинку ЕУ2, далее через контакты 3-4 переключателя SA3 после его переключения — предохранитель, амперметр РА2 и шинку ЕС переключают на преобразователь VS.

Питание аварийного освещения по фидеру 1 осуществляется от шин СН переменного тока к фидерам 2. Переключатель аварийного освещения KL1 при наличии переменного напряжения на фидере 2 замыкает свои контакты 1, 2 и соединяет фидер 2 с фидером 1. При исчезновении напряжения на фидере 2 KL1 отключается, размыкает свои контакты 1, 2 и замыкает — 3, 4 от шинок +ЕУ2 и ЕС. Таким образом, вначале освещение питают 100 аккумуляторов, по мере снижения напряжения переключателем SA3 подключают к шине ЕС 108 аккумуляторов. Контроль напряжения на шине ЕС осуществляет реле KL3.

Учитывая особую ответственность цепей оперативного постоянного тока для контроля их изоляции используют специальные схемы, одна из которых приведена на рис. 10.2. Для автоматического контроля изоляции шин постоянного тока и сигнализации о ее пробое на землю применяют схему, включающую реле контроля изоляции KL2, три резистора R1, R2, R3 и вольтметр PV1 (или омметр) с переключателем SA1. В нулевом положении SA1 точки *a* и *b* схемы соединены, резистор R2 зашунтирован, PV1 и PV2 подсоединены одним выводом к точкам *a* и *b*, другим — заземлены. При хорошей изоляции шины «плюс» через приборы PV1 и KL2 ток не проходит. Если изоляция шины «плюс» нарушается, то от нее пой-

дет ток через реле KL2, резистор R3 на шину EY1. Реле KL2 срабатывает, замыкает свои контакты в цепи сигнализации. Переключая SA1 в положение 1 и 2, по показаниям PV1 можно определить полярность шины, на которой произошел пробой изоляции или резкое снижение ее сопротивления. В положении 1 переключатель PV1 покажет ноль, в положении 2 — полное напряжение на шинах. Аналогично схема автоматического контроля изоляции действует при пробое изоляции минусовой шины, при этом в положении 1 PV1 покажет полное напряжение, в положении 2 — ноль.

Вольтметр PV2 с переключателем SA2 служит для измерения напряжения на шинах: в исходном положении PV2 (подключен на контакты 5-7) показывает напряжение на шинах EY1, в первом положении PV2 (подключен на контакты 1-3) — EY2, во втором положении PV2 (подключен на контакты 9-11) — ЕС.

Для контроля за работой оборудования подстанции, возникновением неисправности, ненормального режима или пожара используется общеподстанционная сигнализация, призванная привлечь внимание персонала.

Звуковой сигнал выполняют, как правило, двухтональным. С этой целью устанавливают звонок или зуммер для подачи предупреждающего сигнала и сирену или ревун для оповещения об аварии. Предусматривают также световые индикаторы (сигнальные лампы, световые табло), которые указывают персоналу, на каком объекте возникло отклонение от нормального режима.

Звуковая сигнализация должна обеспечивать:

- центральный съем сигнала с помощью кнопки на щите управления;
- возможность повторного действия (после снятия сигнала сигнализация должна быть готова к действию);
- возможность периодической проверки сигнализации (опробование).

Предупреждающая сигнализация приводится в действие от индивидуальных датчиков и реле. При возникновении на подстанции пожара срабатывает реле пожарной сигнализации KSN в цепи 3-4 (рис. 10.3), при неисправности цепей вторичной коммутации — реле общего контроля цепей $KL_{окц}$ в цепи 5-4, при неисправности на подстанции — реле $KL_{нп}$ в цепи 7-4. В каждой из этих цепей установлено указательное реле (КН1, КН2, КН3), фиксирующее

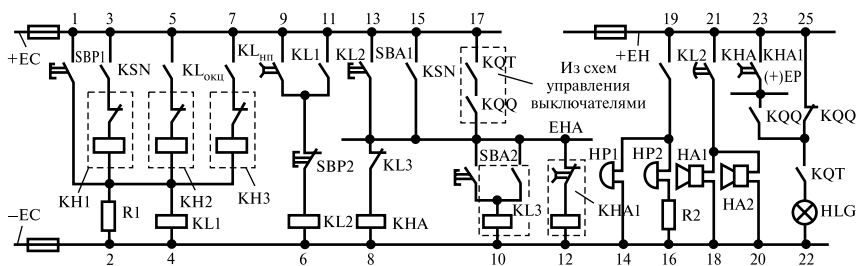


Рис. 10.3. Схема общеподстанционной сигнализации

режим, на который отреагировала сигнализация, после чего оно размыкает свою цепь. Промежуточное реле KL1 предупреждающей сигнализации срабатывает, замыкает цепь 9-6 второго промежуточного реле KL2, которое по цепи 11-6 становится на самоподпитку. Реле KL1 теряет питание при размыкании указательным реле KH1 цепи 3-4, KH2 — 5-4, KH3 — 7-4.

Реле KL2 замыкает цепь 19-16 звонка в помещении щита управления HP2 и цепь 19-14 на открытой территории подстанции HP1. Звонки предупреждают персонал о возникновении ненормального режима или неисправности. Дежурный электромеханик на щите управления нажимает кнопку съема звонка SBP2, размыкается цепь 11-6 реле KL2, которое теряет возбуждение и размыкает в этой цепи свои контакты. При отключении KL2 прекращается работа звуковой сигнализации. Далее дежурный по указательным реле, сигнальным световым лампам и табло определяет причину срабатывания сигнализации и принимает необходимые меры устранения неисправности.

Принимая дежурство, электромеханик должен убедиться в исправности предупреждающей сигнализации. Для этого предусмотрена кнопка испытания предупреждающей сигнализации SBP1, с помощью которой замыкается цепь 1-4 реле KL1. При этом звенят звонки HP1 и HP2, съем которых осуществляется кнопкой SBP2.

При возникновении аварийного режима и отключении защитой выключателя на подстанции, его повторительное реле KQT замыкает цепь 17-8. На шинку аварийной сигнализации ЕНА подается напряжение, так как контакт реле фиксации KQQ остается замкнут. Реле аварийной сигнализации КНА становится под на-

пряжение и замыкает цепи 21-18 и 21-20. Сирены на щите управления НА1 и на открытой территории подстанции НА2 начинают работать, сигнализируя персоналу о возникновении аварийной ситуации, в том числе и о возникновении пожара, так как реле пожарной сигнализации KSN замыкает цепь 15-8 и в конечном итоге включает как звонки, так и сирены.

Съем сирены осуществляется нажатием кнопки съема сирены, контакты которой SBA2 замыкают цепь реле съема сирены KL3, которое становится на самоподпитку и снимает питание с реле КНА. Последнее размыкает цепи сирен 21-18 и 21-20. Напряжение на шинке ЕНА сохраняется, на реле мигающего света КНА1 по цепи 17-12 подается напряжение. Периодически эта цепь замыкается на короткое время контактом КНА1. Таким образом, реле КНА1 работает в пульсирующем режиме, замыкая и размыкая цепь 23-22. От шинки сигнализации +ЕН на шинку мигающего света (+)ЕР поступает пульсирующее напряжение, под действием которого зеленая лампа HLG отключившегося выключателя горит мигающим светом. Для каждого выключателя предусмотрены отдельные сигнальная лампа HLG и реле фиксации KQQ, через которые лампы подключаются к шинке (+)ЕР или ЕН (при оперативном отключении выключателя).

Съем сирены и отключение реле КНА1 можно осуществить нажатием кнопки отключения выключателя, которое приводит к отключению реле фиксации KQQ и снятию напряжения с шинки ЕНА.

Исправность сирены проверяется нажатием кнопки испытания аварийной сигнализации SBA1. При этом по цепи 13-8 реле КНА получит питание и включит сирены, которые отключатся при отпуске кнопки.

Распределительное устройство постоянного тока с временной конструкции серии ЩПТ-3,3к-220-УХЛ4 разработано для питания потребителей собственных нужд подстанций. Это устройство предназначено для комплектования тяговых подстанций железных дорог и служит для приема, распределения электрической энергии, защиты отходящих линий от перегрузок и токов короткого замыкания.

Конструктивно распределительное устройство ЩПТ-3,3к-220-УХЛ4 состоит из шкафа одностороннего обслуживания с габа-

ритами 1200×500×2000 мм, не требует периодического обслуживания и периодических ремонтов и относится к категории малообслуживаемых.

Отличительными особенностями распределительных устройств серии ЩПТ-3,3к-220-УХЛ4 является высокая степень надежности; снижение габаритных размеров и массы; удобство обслуживания; уменьшение времени на обслуживание и поиск неисправностей, а также снижение вероятности возникновения пожаров.

Уменьшенный габарит распределительных устройств значительно экономит место на подстанции и расходы на капитальное строительство.

Силовая часть распределительного устройства выполнена с применением технологии необслуживаемых контактных соединений, благодаря чему снижаются эксплуатационные расходы.

Оболочка шкафов представляет собой металлическую конструкцию с дверью спереди. На дверях расположены лицевые панели с цветной мнемосхемой, соответствующей набору коммутационного оборудования для каждого шкафа и наглядными цветными светодиодными указателями положения (включен/отключен) коммутационных аппаратов. Это позволяет эксплуатационному персоналу легко ориентироваться в состоянии схем электроснабжения потребителей электроэнергии тяговой подстанции.

Органы управления разделены на две группы: органы управления, наиболее часто используемые в оперативных переключениях (1-я группа) — расположены на дверях шкафа; органы управления, используемые значительно реже в оперативных переключениях (2-я группа), расположены внутри шкафа на двух поворотных рамах.

Релейно-контактная аппаратура, аппаратура защит и автоматики установлены на монтажной панели, расположенной у задней стенки шкафа. Благодаря такому конструктивному решению обеспечивается простота, высокая технологичность изготовления и наладки оборудования, а также хорошая ремонтпригодность.

Для контроля изоляции в распределительных устройствах ЩПТ-3,3к-220-УХЛ4 применяются приборы, предназначенные для работы в изолированных сетях постоянного тока. Измеряемое сопротивление изоляции непрерывно отображается на жидкокристаллическом дисплее. Прибор имеет выход в сеть, позволяющую передавать значения сопротивления изоляции, а также сигналы предупредительно и аварийной ситуации энергодиспетчеру.

10.3. Аккумуляторные батареи тяговых подстанций

На тяговых подстанциях в качестве источника оперативного постоянного тока используют, как правило, аккумуляторные батареи из свинцово-кислотных аккумуляторов типа СК (С — стационарный, К — для кратковременного разряда), в отдельных случаях — щелочные железоникелевые аккумуляторные батареи. **Аккумулятор** (рис. 10.4, *а*) состоит из положительных пластин 4 и отрицательных 5. Пластины каждой полярности спаяны между собой соединительными полосами: положительные — полосой 3 и отрицательные — полосой 6. Между собой эти две группы пластин изолированы; выступами 2 они опираются на края стеклянного сосуда 1, заполненного электролитом.

Отрицательная пластина (рис. 10.4, *б*) состоит из свинцово-сурьмяной решетки, заполненной активной массой из окислов свинца и свинцового порошка. На обе стороны отрицательной пластины накладывают листы перфорированного свинца для защиты от выпадения активной массы.

Положительные пластины (рис. 10.4, *в*) отливают из чистого свинца; для увеличения рабочей поверхности им придают ребристую форму.

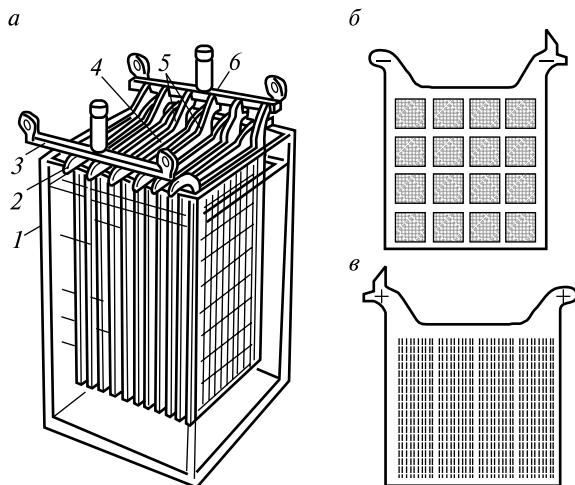


Рис. 10.4. Свинцово-кислотный аккумулятор:
а — общий вид; *б* — отрицательная пластина; *в* — положительная пластина

Пластины аккумулятора подвергают специальной электрохимической обработке (формовке), после которой на поверхности положительных пластин образуется двуокись свинца PbO_2 , а на поверхности отрицательных — губчатый свинец Pb . Для исключения коробления у положительных пластин должны работать обе стороны, поэтому их на одну меньше, чем отрицательных. Каждая положительная пластина помещена между отрицательными. Средние положительные и отрицательные пластины имеют по две рабочих стороны, крайние отрицательные — одну рабочую сторону. Аккумулятор СК-1 имеет одну положительную пластину и две отрицательные.

В качестве электролита в аккумуляторах типа СК используется водный раствор серной кислоты H_2SO_4 плотностью $1,21 \text{ г/см}^3$ при температуре 25°C .

Для предотвращения коротких замыканий между пластинами аккумулятора устанавливают сепараторы, представляющие собой изоляционные перегородки из микропористых поливинилхлоридных материалов, эбонита или стеклянных трубок. Пластины помещают в сосуде так, чтобы они не касались его дна, так как в противном случае при выпадении на дно активной массы пластин между ними возникает к.з.

Емкость аккумулятора $Q_{\text{разр}}$ измеряется количеством электричества, отдаваемого в сеть при полном его разряде за время разряда $t_{\text{разр}}$:

$$Q_{\text{разр}} = I_{\text{разр}} t_{\text{разр}}, \quad (10.1)$$

где $I_{\text{разр}}$ — ток разряда аккумулятора, А.

Емкость свинцово-кислотного аккумулятора зависит от конструкции положительных и отрицательных пластин, их числа и размеров, а также от температуры электролита, времени разряда (величины разрядного тока). Емкость аккумулятора СК-1 (с одной положительной и двумя отрицательными пластинами) при одночасовом разряде составляет $18,5 \text{ А}\cdot\text{ч}$, при двухчасовом — $22 \text{ А}\cdot\text{ч}$, при десятичасовом — $36 \text{ А}\cdot\text{ч}$.

Емкость аккумулятора типа СК-N (N — номер аккумулятора) определяется по формуле

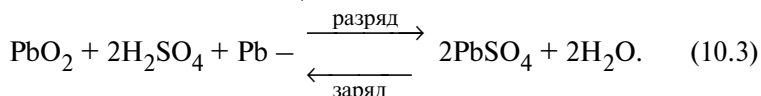
$$Q_{\text{СК-N}} = Q_{\text{СК-1}} N, \quad (10.2)$$

где $Q_{\text{СК-1}}$ — емкость аккумулятора СК-1, А·ч.

Номер аккумулятора N кратен числу положительных пластин. При использовании пластин типа И-1 их число равняется номеру

аккумулятора; при пластинах И-2, активная площадь которых в два раза больше, чем пластин И-1, их число в два раза меньше номера аккумулятора; при использовании пластин И-4 — соответственно в четыре раза меньше номера аккумулятора. Аккумуляторы типа СК изготавливают 45 типоразмеров с номерами от 1 до 148.

Процессы заряда и разряда аккумулятора представляют обратимую реакцию:



Процесс разряда аккумулятора возникает при замыкании внешней цепи аккумулятора, процесс заряда происходит при пропускании постоянного тока от внешнего источника постоянного тока, подключенного к пластинам аккумулятора.

Из уравнения (10.3) следует, что при разряде аккумулятора на положительных и отрицательных пластинах образуется сульфат свинца PbSO_4 и выделяется вода, снижающая плотность электролита; при заряде — на положительной пластине сульфат свинца PbSO_4 восстанавливается в двуокись свинца PbO_2 , на отрицательной пластине — в губчатый свинец; плотность электролита при этом повышается.

Разрядное и зарядное напряжения аккумулятора связаны с ЭДС уравнениями

$$\begin{aligned} U_{\text{разр}} &= E - I_{\text{разр}} R_{\text{вн}}; \\ U_{\text{зар}} &= E + I_{\text{зар}} R_{\text{вн}}, \end{aligned} \quad (10.4)$$

где E — ЭДС аккумулятора, В;

$I_{\text{разр}}$ и $I_{\text{зар}}$ — токи разряда и заряда аккумулятора, А;

$R_{\text{вн}}$ — внутреннее сопротивление аккумулятора, Ом.

Внутреннее сопротивление изменяется при заряде и разряде аккумулятора: при заряде оно уменьшается, при разряде — увеличивается. Увеличение $R_{\text{вн}}$ объясняется уменьшением плотности электролита, образованием слоя сульфата свинца на пластинах.

Заряд аккумулятора продолжается до тех пор, пока напряжение на аккумуляторе при неотключенном источнике питания не достигнет 2,15 В, а плотность электролита — 1,21 г/см³. Разряд аккумулятора допускается до 1,95 В.

Таким образом, основными параметрами аккумулятора являются: электродвижущая сила E ; внутренне сопротивление $R_{вн}$; зарядное $U_{зар}$ и разрядное $U_{разр}$ напряжения; зарядная $Q_{зар}$ и разрядная $Q_{разр}$ емкости; зарядный $I_{зар}$ и разрядный $I_{раз}$ токи.

10.4. Выбор оборудования установок собственных нужд

Выбор трансформатора собственных нужд может производиться по достаточно точно рассчитанной мощности потребителей собственных нужд или по мощности, определенной ориентировочно.

Примерную мощность собственных нужд переменного тока промежуточных тяговых подстанций можно принять равной от 0,5 до 0,7 % мощности на тягу поездов $S_{тяг}$ для подстанции переменного тока и от 0,8 до 1,2 % от $S_{тяг}$ — для постоянного. Полученная таким образом $S_{сн}$ не учитывает мощности автоблокировки, дежурного пункта района контактной сети, базы передвижного масляного хозяйства.

При расчете мощности ТСН исходят из того, что один трансформатор должен обеспечить всю нагрузку собственных нужд:

$$S_{ном.т} \geq S_{сн} + S_{аб}, \quad (10.5)$$

где $S_{сн}$ — мощность потребителей собственных нужд;

$S_{аб}$ — мощность для питания автоблокировки.

Выбор аккумуляторной батареи производится исходя из аварийного режима работы электроустановки, когда к постоянной нагрузке батареи добавляется нагрузка аварийного режима — аварийное освещение, устройства телемеханики и связи и др., которые в нормальном режиме работы питаются от шин собственных нужд переменного тока. При напряжении аккумуляторной батареи 220 В постоянная нагрузка составляет 10—20 А, нагрузка аварийного режима — 10—15 А. Исходной величиной для выбора батареи является ее емкость.

Ток длительного разряда в аварийном режиме

$$I_{дл.разр} = I_{пост} + I_{ав}, \quad (10.6)$$

где $I_{пост}$ — ток постоянной нагрузки рабочего режима, А;

$I_{ав}$ — ток временной аварийной нагрузки, А.

Ток кратковременного разряда в аварийном режиме

$$I_{кр.разр} = I_{дл.разр} + I_{вкл}, \quad (10.7)$$

где $I_{вкл}$ — ток, потребляемый наиболее мощным приводом при включении выключателя, А.

Расчетная емкость батареи

$$Q_{\text{расч}} = I_{\text{дл.разр}} t_{\text{ав}}, \quad (10.8)$$

где $t_{\text{ав}}$ — длительность разряда батареи при аварии, принимаемая для тяговых подстанций равной 2 ч.

Номер батареи по току длительно разряда аварийного режима

$$N_{\text{дл}} \geq 1,1 Q_{\text{расч}}/Q_{\text{СК-1}}, \quad (10.9)$$

где 1,1 — коэффициент, учитывающий уменьшение емкости батареи в процессе эксплуатации;

$Q_{\text{СК-1}}$ — емкость аккумулятора СК-1 при $t_{\text{ав}} = 2$ ч, равная 22 А·ч.

Номер батареи по току кратковременного разряда

$$N_{\text{кр}} \geq I_{\text{кр.разр}}/46, \quad (10.10)$$

где 46 — кратковременно допустимый разрядный ток аккумулятора СК-1, А.

Окончательно по результатам расчетов по формулам (10.9) и (10.10) выбирают наибольший из двух значений $N_{\text{дл}}$ и $N_{\text{кр}}$. Дробное значение номера округляют до ближайшего большего типового номера.

Полное число последовательно включенных аккумуляторов батареи

$$n = U_{\text{шв}}/U_{\text{пз}}, \quad (10.11)$$

где $U_{\text{шв}}$ — напряжение на шинах включения ЕУ₁, принимаемое 260 В;

$U_{\text{пз}}$ — напряжение аккумулятора при подзаряде, равное 2,15 В.

Число аккумуляторов, нормально питающих шины управления и защиты,

$$n_{\text{шу}} = U_{\text{ш}}/U_{\text{пз}}, \quad (10.12)$$

где $U_{\text{ш}}$ — напряжение на шинах управления и защиты, равное 230 В.

Выбор зарядно-подзарядного агрегата (ЗПУ) производится по напряжению, току и мощности ЗПУ исходя из первого (формировочного) заряда аккумуляторной батареи.

В процессе заряда батареи напряжение ЗПУ поддерживается на 2—3 В выше напряжения батареи и продолжается до тех пор, пока на всех аккумуляторах установится одинаковое напряжение, равное 2,15 В и ток заряда будет равен току постоянного подзаряда, что свидетельствует о восстановлении емкости и покрытии нагрузок нормального режима электроустановки.

Расчетная мощность ЗПУ

$$P_{\text{расч.зпу}} = U_{\text{зар}}(I_{\text{зар}} + I_{\text{пост}}). \quad (10.13)$$

Зарядное напряжение ЗПУ

$$U_{\text{зар}} = n \cdot 2,15 + (2 \text{ или } 3), \quad (10.14)$$

где n — полное число аккумуляторов батареи.

Зарядный ток батареи

$$\begin{aligned} I_{\text{зар}} &= 5,25N \text{ (для СК-1—СК-5);} \\ I_{\text{зар}} &= 3,75N \text{ (для СК-6—СК-20).} \end{aligned} \quad (10.15)$$

Номинальный ток ЗПУ

$$I_{\text{ном.зпу}} \geq I_{\text{зар}} + I_{\text{пост}}. \quad (10.16)$$

Номинальное напряжение ЗПУ

$$U_{\text{ном.зпу}} \geq U_{\text{зар}}. \quad (10.17)$$

Номинальная мощность ЗПУ

$$P_{\text{ном.зпу}} \geq P_{\text{расч.зпу}}. \quad (10.18)$$

В качестве ЗПУ широко применяется выпрямительный агрегат типа ВАЗП-380/260-40/80, обеспечивающий выпрямленное напряжение от 220 до 260 В при токе до 80 А и мощности до 20,8 кВт. Во время формирующего заряда батареи с аккумуляторами СК-12 и с большим номером включают два ЗПУ.

Пример 10.1. Выбрать аккумуляторную батарею и ЗПУ тяговой подстанции переменного тока с первичным напряжением 110 кВ. Нагрузки рабочего и аварийного режима приведены в табл. 10.1.

Порядок расчета.

Выбор номера аккумуляторной батареи типа СК производится по длительному и кратковременному режимам при $t_{\text{ав}} = 2$ ч. Ток длительного разряда в аварийном режиме

$$I_{\text{дл.разр}} = I_{\text{пст}} + I_{\text{ав}} = 16,6 + 11,4 = 28 \text{ А.}$$

Ток кратковременного разряда в аварийном режиме

$$I_{\text{кр.разр}} = I_{\text{дл.разр}} + I_{\text{вкл}} = 28 + 244 = 272 \text{ А.}$$

Расчетная емкость батареи

$$Q_{\text{расч}} = I_{\text{дл.разр}} t_{\text{ав}} = 28 \cdot 2 = 56 \text{ А}\cdot\text{ч.}$$

Таблица 10.1

Данные приемников СН, присоединяемых к аккумуляторной батарее

Потребители постоянного тока	Число одно-времен-но рабо-тающих потре-бителей	Ток одного потре-бителя	Нагрузка батареи, А	
			дли-тельная	кратко-временная
<i>Постоянно присоединенные приемники</i> Лампы положения выключателей, отде-лителей и короткозамыкателей Устройства управления и защиты	25	0,065	1,6 15	
<i>Приемники, присоединенные при аварий-ном режиме</i> Устройства телеуправления и связи Аварийное освещение Привод ШПЭ-33 выключателя МКП-110			1,4 10	244
Итого			28	244

Номер батареи по расчетной емкости

$$N \geq 1,1 Q_{\text{расч}}/Q_{\text{СК-1}} = 1,1 \cdot 56/22 = 2,8.$$

Принимаем $N = 3$.

Номер батареи по току $I_{\text{кр.разр}}$

$$N \geq I_{\text{кр.разр}}/46 = 272/46 = 5,9.$$

Окончательно принимаем батарею СК-6.

Полное число аккумуляторов батареи

$$n = U_{\text{шв}}/U_{\text{пз}} = 260/2,15 = 120 \text{ шт.}$$

Номинальный ток ЗПУ

$$I_{\text{ном.зпу}} \geq I_{\text{зар}} + I_{\text{пост}} = 3,75 \cdot 6 + 16,6 = 39,1 \text{ А.}$$

Номинальное напряжение ЗПУ

$$U_{\text{ном.зпу}} \geq U_{\text{зар}} = 120 \cdot 2,15 + 2 = 260 \text{ В.}$$

Номинальная мощность ЗПУ

$$P_{\text{ном.зпу}} \geq P_{\text{расч.зпу}} = 260 \cdot 39,1 = 10\,200 \text{ Вт.}$$

Принимаем ЗПУ типа ВА3П-380/260-40/80.

Рекомендуемая литература

1. Профилактические испытания электрооборудования и проверка релейной защиты тяговых подстанций: сборник справочных материалов / Департамент электрификации и электроснабжения МПС РФ. — М.: Транспорт, 2001.
2. Силовое оборудование тяговых подстанций железных дорог (сборник справочных материалов) / ОАО «Российские железные дороги», филиал «Проектно-конструкторское бюро по электрификации железных дорог». — М.: Транспорт, 2004.
3. *Москаленко А.В.* Электрические сети и системы: учебник для техникумов и колледжей ж.-д. транспорта. — М.: ГОУ «Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте», 2007.
4. *Почаевец В.С.* Электрические подстанции: учебник для техникумов и колледжей ж.-д. транспорта. — М.: Желдориздат, 2001.
5. Правила устройства электроустановок. — 6-е изд. — М.: Госэнергонадзор, 2001.
6. Правила устройства электроустановок. — 7-е изд. — М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2007.
7. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. — М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2001.
8. *Рожкова Л.Д.* Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для студентов сред. проф. образования. — М.: Издательский центр «Академия», 2008.

Оглавление

От автора	3
Глава 1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ, ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ И ПОДСТАНЦИЯХ	4
1.1. Общие понятия об электроустановках	4
1.2. Производство электроэнергии	6
1.3. Системы тока и номинальные параметры электроустановок	16
1.4. Энергетические и электроэнергетические системы	18
Глава 2. КОРОТКИЕ ЗАМЫКАНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА	23
2.1. Виды замыкания в электрических сетях	23
2.2. Переходные процессы при коротких замыканиях	28
2.3. Расчет токов короткого замыкания методом относительных единиц	33
2.4. Расчет токов короткого замыкания методом именованных единиц	46
2.5. Электродинамическое действие токов короткого замыкания	51
2.6. Термическое действие токов короткого замыкания	54
2.7. Несимметричные короткие замыкания	62
2.8. Методы ограничения токов короткого замыкания	64
Глава 3. СИЛОВЫЕ И ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ	69
3.1. Силовые трансформаторы	69
3.2. Трансформаторы напряжения	77
3.3. Трансформаторы тока	89
Глава 4. ИЗОЛЯТОРЫ И ТОКОВЕДУЩИЕ ЧАСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ	108
4.1. Изоляторы	108
4.2. Шины и провода распределительных устройств	115
4.3. Кабели	121

Глава 5. КОММУТАЦИОННЫЕ И ЗАЩИТНЫЕ АППАРАТЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ	127
5.1. Электрические контакты	127
5.2. Образование и гашение электрической дуги	133
5.3. Гашение электрической дуги постоянного тока	139
5.4. Гашение электрической дуги переменного тока	142
5.5. Рубильники, переключатели, пакетные выключатели	145
5.6. Магнитные пускатели и контакторы	148
5.7. Автоматические выключатели	154
5.8. Предохранители	157
5.9. Общие сведения о высоковольтных выключателях переменного тока	163
5.10. Многообъемные масляные выключатели	165
5.11. Малообъемные масляные выключатели	171
5.12. Вакуумные выключатели	180
5.13. Воздушные и элегазовые выключатели	189
5.14. Разъединители	192
5.15. Управление высоковольтными выключателями и разъединителями	198
5.16. Выключатели нагрузки, отделители и короткозамыкатели	210
5.17. Быстродействующие выключатели постоянного тока	216
5.18. Разрядники	235
5.19. Ограничители перенапряжений	241
5.20. Выбор коммутационной аппаратуры электроустановок	245
Глава 6. ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ	248
6.1. Главные схемы электрических соединений подстанций	248
6.2. Конструкции распределительных устройств	259
6.3. Конструкция трансформаторных подстанций	277
6.4. Графики нагрузок электроустановок	283
6.5. Расчет мощности подстанции	286
Глава 7. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА	294
7.1. Общие сведения о релейной защите	294
7.2. Электромагнитные реле	298
7.3. Индукционные измерительные реле	305
7.4. Максимальная токовая защита	310
7.5. Токовая отсечка	317
7.6. Максимальная токовая направленная защита	320
7.7. Дифференциальная токовая защита	323

7.8. Защита от замыканий на землю	326
7.9. Дистанционная защита	334
7.10. Общие сведения о защитах силовых трансформаторов	339
7.11. Газовая защита, токовая отсечка и максимальная токовая защита трансформаторов	341
7.12. Дифференциальная защита трансформаторов	347
7.13. Источники оперативного тока	352
7.14. Полупроводниковые и микроэлектронные элементы релейных защит	355
Глава 8. ТЯГОВЫЕ ПОДСТАНЦИИ	361
8.1. Назначение, классификация и схемы питания тяговых подстанций	361
8.2. Общие сведения о тяговых подстанциях постоянного тока	364
8.3. Силовые полупроводниковые приборы	367
8.4. Трехфазная мостовая схема выпрямления	371
8.5. Шестифазная нулевая схема выпрямления	372
8.6. Трехфазные двенадцатипульсовые двухмостовые схемы выпрямления	375
8.7. Технические характеристики, конструкция и параметры оборудования преобразовательных агрегатов	378
8.8. Сглаживающие устройства тяговых подстанций	388
8.9. Схема РУ 3,3 кВ	392
8.10. Выпрямительно-инверторные преобразователи	397
8.11. Защита фидеров контактной сети и РУ 3,3 кВ	400
8.12. Конструктивное выполнение тяговых подстанций постоянного тока	404
8.13. Общие сведения о тяговых подстанциях переменного тока	408
8.14. Трансформаторы тяговых подстанций переменного тока	414
8.15. Схема РУ 27,5 кВ	419
8.16. Схема РУ 110(220) кВ тяговых подстанций	423
8.17. Защита фидеров контактной сети переменного тока	425
8.18. Конструктивное выполнение тяговых подстанций переменного тока	429
8.19. Расчет мощности тяговой подстанции и выбор оборудования	436
8.20. Передвижные тяговые подстанции	440
Глава 9. ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВА.....	449
9.1. Действие электрического тока на человека	449
9.2. Защитные и рабочие заземления	451

9.3. Конструкция заземляющих устройств	455
9.4. Заземляющие устройства тяговых подстанций	459
9.5. Расчет заземляющих устройств	462
Глава 10. СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК	468
10.1. Система собственных нужд подстанций	468
10.2. Система питания собственных нужд постоянного тока	472
10.3. Аккумуляторные батареи тяговых подстанций	479
10.4. Выбор оборудования установок собственных нужд	482
Рекомендуемая литература	486